

III. OTRAS DISPOSICIONES

COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA

17285 *Resolución de 30 de julio de 2026, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se modifican procedimientos de operación del sistema eléctrico, para la implementación de 96 rondas de negociación en el mercado intradiario continuo.*

De acuerdo con la función establecida en el artículo 7.1.b de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC, la Sala de la Supervisión Regulatoria, en su sesión de 30 de julio de 2026, resuelve:

Tabla de contenido.

Antecedentes de hecho.

Fundamentos de Derecho.

Primero. Habilitación competencial para aprobar estos procedimientos.

Segundo. Síntesis de la propuesta recibida del operador del sistema.

Tercero. Consideraciones y trámite de audiencia.

Tercero.1. Consideración general sobre la propuesta recibida del operador del sistema.

Tercero.2. Sobre la modificación del contenido del PHFC, la frecuencia de publicación del P48, y la inclusión de nuevos ficheros ProgUP y PHFCIERRE.

Tercero.3. Sobre el procedimiento de interrupción de la negociación por mantenimiento de los sistemas de información.

Tercero.4. Sobre la información a proporcionar al operador del sistema de los flujos transfronterizos programados en subastas intradiarias.

Resuelve.

Anejo. Procedimientos de operación.

P.O.3.1 Proceso de programación.

P.O.7.2 Regulación secundaria.

P.O.9.1 Intercambios de información relativos al proceso de programación.

P.O.14.4 Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema.

Antecedentes de hecho

Primero.

La Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, modificada por el Real Decreto-ley 1/2019, en su artículo 7, acerca de la supervisión y control en el sector eléctrico y en el sector del gas natural, determina en su apartado primero la potestad de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia de establecer, mediante circular, la metodología relativa al acceso a las infraestructuras transfronterizas, incluidos los procedimientos para asignar capacidad y gestionar la congestión en los sectores de electricidad y gas.

A este respecto, el Reglamento (UE) 2015/1222 de la Comisión, de 24 de julio de 2015, establece una directriz sobre asignación de capacidad y la gestión de las congestiones (CACM).

En fecha 2 de diciembre de 2019, se publicó en el «Boletín Oficial del Estado» la Circular 3/2019, de 20 de noviembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen las metodologías que regulan el funcionamiento del mercado mayorista de electricidad y la gestión de la operación del sistema. Esta circular, en su capítulo V, sentó las bases para la regulación de los mercados intradiarios de electricidad y la gestión de las congestiones en el ámbito intradiario para las interconexiones de España-Francia y España-Portugal.

Segundo.

El Reglamento (UE) 2019/943 del Parlamento y del Consejo, de 5 de junio de 2019, relativo al mercado interior de la electricidad, en su artículo 8.2, establece que los operadores designados para el mercado eléctrico (NEMOs por sus siglas en inglés), denominados a nivel nacional operador del mercado, facilitarán a los participantes en el mercado la oportunidad de negociar la energía en intervalos de tiempo, al menos, del mismo tamaño que el período de liquidación de los desvíos en los mercados diario e intradiario.

Así mismo, la decisión de ACER No 11/2025 que modifica la metodología europea de horarios de apertura y cierre de la negociación intradiaria transfronteriza, establece en su artículo 5 que la negociación intradiaria continua debe permanecer abierta hasta 30 minutos antes de la entrega, de acuerdo al artículo 8.1 del Reglamento 2019/943, salvo que el regulador nacional apruebe una excepción temporal solicitada por el operador del sistema, hasta el 1 de enero del 2029 (con posible extensión posterior a 1 de julio de 2031), en cuyo caso el cierre de la negociación continua tendrá lugar 60 minutos antes de la entrega, durante el periodo de excepción. El 18 de diciembre de 2025 la CNMC aprobó por resolución dicha excepción por un periodo máximo de tres años.

Tercero.

El Reglamento (UE) 2017/2195 de la Comisión, de 23 de noviembre de 2017, por el que se establece una directriz sobre el balance eléctrico, en su artículo 53.1 dictamina que todos los Gestores de la Red de Transporte deben aplicar un período de liquidación de los desvíos de 15 minutos (ISP15 en adelante) en todas las zonas de programación, disposición que fue ratificada por el Reglamento (UE) 2019/943 del Parlamento y del Consejo, en su artículo 8.4.

De acuerdo con lo anterior, con fecha de 3 de octubre de 2024, la CNMC aprobó, a solicitud del operador del sistema eléctrico español, la resolución por la que se modifican los procedimientos de operación eléctricos 14.1 y 14.4 para la adaptación de la liquidación al ISP cuarto-horario. En concreto, esta resolución establecía que el ISP15 entraba en vigor el 1 de diciembre de 2024, fecha a partir de la cual el periodo de liquidación de los desvíos se fijaba en quince minutos. En el sistema eléctrico portugués, el periodo de liquidación de los desvíos (ISP) de 15 minutos entró en aplicación el 1 de enero de 2025.

Cuarto.

Tras el establecimiento del periodo de liquidación de 15 minutos, se procedió a la adaptación del periodo de negociación de los mercados diario e intradiario. La adaptación de las Reglas del mercado a la negociación cuarto-horaria se formalizó mediante Resolución de la CNMC de 28 de febrero de 2025; asimismo, la correspondiente adaptación de los procedimientos de operación del sistema eléctrico español se llevó a cabo mediante Resolución de la CNMC de 6 de marzo de 2025.

La negociación cuarto-horaria en el mercado intradiario de electricidad (tanto continuo como de subastas) entró en operación el 18 de marzo de 2025, de forma simultánea en todo el ámbito MIBEL (España peninsular y Portugal). Finalmente, el 1 de octubre de 2025 comenzó la negociación cuarto-horaria en el mercado diario, de forma simultánea en el conjunto del acoplamiento europeo.

Quinto.

El cumplimiento de lo dispuesto en la decisión de ACER N.º 11/2025, antes citada, en relación con el cierre de la negociación continua 60 minutos antes de la entrega requiere el incremento a 96 del número de rondas del mercado intradiario continuo, en coherencia con el número de periodos cuarto-horarios de negociación. Esta adaptación no se llevó a cabo coincidiendo con el inicio de operación de dicha negociación cuarto-horaria porque resultaba incompatible con la operación de la plataforma Trans European Replacement Reserves Exchange (TERRE) para el intercambio de energías de balance procedentes de reservas de sustitución.

El 30 de diciembre de 2025, los operadores de los sistemas eléctricos ibéricos (RE y REN) se desconectaron de la plataforma europea TERRE, lo que permite abordar la implantación de 96 cierres del mercado intradiario continuo, tras la correspondiente adaptación de las Reglas del mercado y, en su caso, los procedimientos de operación del sistema.

Sexto.

La Circular 3/2019, en su artículo 5, establece que el operador del sistema eléctrico y el operador del mercado deberán elaborar las propuestas necesarias para el desarrollo de la regulación europea. Asimismo, deberán presentar las propuestas necesarias para asegurar el buen funcionamiento del mercado mayorista de electricidad. Adicionalmente, en su artículo 12, establece que funciones tienen ambos operadores con respecto al acoplamiento del mercado intradiario continuo europeo.

Así, el operador del sistema calculará la capacidad de intercambio de cada interconexión, enviará a la plataforma europea de contratación intradiaria continua la información relativa a la capacidad de intercambio disponible, actualizándola siempre que se modifique, y enviará, tras el proceso de acoplamiento de mercados en el horizonte diario y, en su caso, tras las subastas implícitas intradiarias de ámbito regional, los programas de intercambio en la interconexión entre España y Portugal y entre España y Francia en cada uno de los sentidos de flujo, importador y exportador, todo ello en coordinación con los operadores de los sistemas portugués y francés pertenecientes a la región SWE (South-West Europe).

Séptimo.

Teniendo en cuenta lo establecido en el artículo 8.2 del Reglamento (UE) 2019/943, y las competencias descritas los artículos 5 y 12 de la Circular 3/2019, con fecha 8 de abril de 2026, tuvo entrada en esta Comisión la propuesta del operador del sistema de modificación de los procedimientos de operación para la implantación de 96 cierres en el mercado intradiario continuo y para la derogación de TERRE.

Octavo.

Con fecha 27 de mayo de 2026, y de acuerdo con la Disposición Transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, se dio trámite de audiencia, enviando al Consejo Consultivo de Electricidad la «Propuesta de Resolución por la que se modifican diversos procedimientos de operación del sistema para la implementación de 96 rondas de negociación en el mercado intradiario continuo». Asimismo, en esa misma fecha, en cumplimiento del trámite de información pública, se publicó en la página web de la

Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia la citada propuesta de resolución para que los sujetos formularan sus alegaciones en el plazo de veinte días hábiles.

Noveno.

Con fecha 27 de mayo de 2026, se remitió la propuesta de resolución a la Dirección General de Política Energética y Minas para que pudiera aportar sus comentarios.

Fundamentos de Derecho

Primero. *Habilitación competencial para aprobar estos procedimientos.*

Los reglamentos europeos dedicados a la regulación de los mercados de electricidad (Reglamento (UE) 2015/1222 de la Comisión, de 24 de julio de 2015, por el que se establece una directriz sobre asignación de capacidad y la gestión de las congestiones (CACM); el Reglamento (UE) 2016/1719 de la Comisión, de 26 de septiembre de 2016, por el que se establece una directriz sobre la asignación de capacidad a plazo (FCA); el Reglamento (UE) 2017/1485 de la Comisión, de 2 de agosto de 2017, por el que se establece una directriz sobre la gestión de la red de transporte de electricidad (SOGL); y el Reglamento (UE) 2017/2195 de la Comisión, de 23 de noviembre de 2017, por el que se establece una directriz sobre el balance eléctrico (EBGL)), establecen que es competencia de las autoridades regulatorias nacionales (NRAs), y, por ende, de la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia, el desarrollo de los mismos.

El artículo 7.1, párrafo final, de la Ley 3/2013, de 4 de junio, habilita a esta la CNMC para dictar actos de ejecución y aplicación de las circulares, que habrán de publicarse en el BOE.

La Circular 3/2019, en su artículo 5, establece que tanto el operador del sistema como el operador del mercado deberán elaborar las propuestas necesarias para el desarrollo de la regulación europea. Asimismo, deberán presentar las propuestas necesarias para asegurar el buen funcionamiento del mercado mayorista de electricidad. Por otra parte, el artículo 23 de la misma circular regula el procedimiento de elaboración y aprobación por la CNMC de estas metodologías, condiciones o procedimientos.

Segundo. *Síntesis de la propuesta recibida del operador del sistema.*

La presente resolución adapta diversos procedimientos de operación del sistema a la implementación de 96 cierres en el mercado intradiario continuo, así como a la desaparición de la plataforma TERRE.

Los cambios propuestos por el operador del sistema versan, esencialmente, sobre la necesidad de simplificación en los intercambios de información, ya sea a través de la reducción en la frecuencia de publicación de ficheros o mediante la reducción de su tamaño y horizonte. Algunas de estas simplificaciones conllevan la creación de nuevos ficheros menos pesados para asegurar que los participantes del mercado disponen de la información más actualizada en cada momento.

Adicionalmente, el operador del sistema contempla el adelanto en los horarios de publicación de ciertos ficheros y propone una simplificación en el mecanismo de anulación de subastas intradiarias y rondas del mercado intradiario continuo, así como el establecimiento de un procedimiento de interrupción de la negociación intradiaria durante los períodos de mantenimientos de los sistemas informáticos cuando sea necesario.

La propuesta comprende la revisión íntegra de los siguientes procedimientos de operación:

- PO3.1. Proceso de programación.
- PO14.4. Derecho de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema.

Y la revisión parcial de los procedimientos de operación:

- PO7.2. Regulación secundaria.
- PO9.1. Intercambios de información relativos al proceso de programación.

Tercero. *Consideraciones y trámite de audiencia.*

Tercero.1 *Consideración general sobre la propuesta recibida del operador del sistema.*

La propuesta recibida en esta Comisión de modificación de los procedimientos de operación del sistema para su adaptación a la implementación de 96 cierres (o rondas) en el mercado intradiario continuo y a la desaparición de TERRE tiene la misma base que la propuesta sometida por el operador del mercado a los agentes en su proceso de consulta pública, aunque incorpora cambios provenientes de la aceptación de comentarios de los sujetos en el proceso de consulta pública.

Entre estos cambios, destacan corrección de erratas, revisión de definiciones de programas de operación del sistema, la modificación o aclaración de plazos de publicación o integración en los sistemas, actualización de referencias con respecto a procedimientos de ámbito europeo y a la negociación cuarto-horaria, así como aclaraciones de redacción de algunos aspectos como las horas de apertura y cierre de los buzones de ofertas de energía secundaria y terciaria, sobre la comunicación entre operadores o sobre la publicación del PHFC en caso de anulación de una ronda del continuo.

La propuesta presentada a la CNMC por parte del operador del sistema es adecuada al interés regulatorio surgido por el necesario paso a 96 cierres en el mercado intradiario continuo, que permitirían negociar en el mercado intradiario continuo cada cuarto de hora hasta 60 minutos previos a su inicio, así como a la desaparición de la Plataforma TERRE, sin perjuicio de la necesidad de aclarar diversas cuestiones de los procedimientos de operación, detalladas en los siguientes considerandos.

Tercero.2 *Sobre la modificación del contenido del PHFC, la frecuencia de publicación del P48, y la inclusión de nuevos ficheros ProgUP y PHFCIERRE.*

El operador del sistema plantea reducir el contenido del Programa Horario Final Continuo (PHFC) publicado tras cada cierre de ronda, de modo que incluya únicamente los programas de aquellas unidades que en dicha ronda hayan experimentado cambios en su programa.

Así mismo, el operador del sistema plantea la reducción de la publicación del P48 a una publicación de este con una antelación de 5 minutos antes del inicio de cada hora, pero manteniendo su horizonte temporal, que cubre la programación del día en curso y el día siguiente al completo.

Estos cambios propuestos por el operador del sistema tienen su justificación en la necesidad de reducir al máximo el impacto en los sistemas informáticos de la mayor cantidad de publicaciones necesarias por el aumento de cierres en el mercado intradiario continuo.

Adicionalmente, y para paliar en la medida de lo posible la desaparición de información que antes era puesta a disposición de los sujetos, el operador del sistema propone la creación de nuevos ficheros específicos; el fichero ProgUP, que presentaría un horizonte de programación móvil de 12 periodos, a contar desde el periodo cuartohorario en curso, pero sin incluir periodos de programación pasados, y el fichero informativo PHFCIERRE, que incluirá el programa final de todas las unidades de programación tras la negociación intradiaria, y que será publicado al día siguiente del día negociado.

Durante el trámite de consulta de la propuesta llevado a cabo por el operador del sistema, así como en el trámite de audiencia de la CNMC, algunos sujetos han mostrado

oposición a estas modificaciones en los ficheros de intercambio de información, entre otros motivos, porque requerirán adaptaciones en sus procesos y sistemas.

Esta Comisión comprende que los cambios en los flujos de información requieren un esfuerzo de adaptación por parte de los sujetos y, por tanto, deben minimizarse. Pero, por otra parte, todas las adaptaciones que ha experimentado el mercado en los últimos años, en particular, el acercamiento de la negociación a tiempo real y el incremento de los periodos de negociación, han introducido mucha presión sobre los sistemas informáticos del operador del sistema. Dichos sistemas verán nuevamente incrementada su carga por el aumento de rondas de negociación en el mercado intradiario continuo, lo que podría incrementar el riesgo de fallos indeseados. La solución propuesta parece aportar el necesario equilibrio entre el alivio de carga de procesamiento de ficheros en los sistemas del operador del sistema y la también necesaria provisión de información actualizada a los sujetos.

Tercero.3 Sobre el procedimiento de interrupción de la negociación por mantenimiento de los sistemas de información.

El operador del sistema incluye un nuevo apartado 18 en el procedimiento de operación 3.1, con respecto a un nuevo procedimiento de interrupción de la negociación en los momentos en los que existan mantenimientos en curso de los sistemas de información del operador del sistema que interfieran con la comunicación y el intercambio de información con el operador del mercado. En dichos casos, el operador del sistema propone que podrá solicitar al operador del mercado la interrupción de la negociación durante el tiempo necesario, comunicando a los participantes del mercado dicha incidencia a través de la Web privada de eSIOS.

A este respecto, esta Comisión considera necesario añadir elementos adicionales a la redacción del nuevo apartado 18, con el objetivo de evitar en lo posible la interferencia de los mantenimientos en el funcionamiento normal del mercado. Así, se incorpora en la redacción que el operador del sistema deberá hacer sus mejores esfuerzos para minimizar estos mantenimientos, acompañarlos con otras tareas de mantenimiento del resto de operadores, así como llevarlos a cabo en aquellos periodos que menos afectación pudieran tener en la negociación de los mercados, siempre que sea posible prever estas circunstancias y no se genere riesgo de seguridad.

Finalmente, para que esta Comisión pueda llevar a cabo su labor de vigilancia, se incorpora en este apartado la obligatoriedad para el operador del sistema de comunicar a la CNMC cada ocasión en la que un mantenimiento de sus sistemas de información provoque interrupciones en la negociación de los mercados. Cuando se disponga de información sobre el impacto (número de ocurrencias, duración y magnitud de las interrupciones) se podrá valorar la introducción de ajustes en el procedimiento.

Tercero.4 Sobre la información a proporcionar al operador del sistema de los flujos transfronterizos programados en subastas intradiarias.

El apartado 11.1 del procedimiento de operación 3.1 propuesto indicaba que el operador del sistema debería recibir del operador del mercado los flujos programados en cada una de las interconexiones intracomunitarias como resultado de las transacciones realizadas en cada sesión de subasta intradiaria hasta que la Plataforma de Contratación Europea (XBID) facilitara esta información de manera desagregada.

Existía un acuerdo entre operadores de sistema y operadores de mercado para la implementación de esta funcionalidad en la Plataforma XBID, con la fecha prevista para entrar en funcionamiento acordada en el mes de junio de 2026, lo que haría necesario modificar el texto del procedimiento. No obstante, a la fecha de publicación del trámite de audiencia de la presente propuesta de resolución aún no estaba implementada dicha funcionalidad de la Plataforma XBID, por lo que se consideró adecuado mantener la redacción propuesta en el apartado 11.1 del procedimiento de operación 3.1.

Durante la tramitación de esta resolución, con fecha 15 de junio de 2026, se inició la comunicación a los operadores del sistema de los flujos programados en las interconexiones por parte de la Plataforma XBID. En consecuencia, se ha actualizado la redacción del citado apartado 11.1.

Por cuanto antecede, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia resuelve:

Primero.

Aprobar las modificaciones de los siguientes procedimientos de operación del sistema que se recogen en el anejo de esta resolución:

- PO3.1. Proceso de programación.
- PO7.2. Regulación secundaria.
- PO9.1. Intercambios de información relativos al proceso de programación.
- PO14.4. Derecho de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema.

Segundo.

Las modificaciones de procedimientos aprobadas por esta resolución serán de aplicación en la fecha acordada entre el operador del mercado (OMIE) y los operadores de los sistemas eléctricos de la península ibérica (RE y REN). OMIE hará pública esta fecha mediante una comunicación pública a través de su página web, según lo dispuesto en la resolución que aprueba la correspondiente modificación de las Reglas del Mercado.

Tercero.

Dejar sin efecto las versiones anteriormente aprobadas de estos procedimientos o apartados en la fecha de inicio de aplicación referida en el resuelve Segundo, excepto las disposiciones del PO14.4 que fueron modificadas por las Resoluciones de la CNMC de 18 y 25 de junio de 2026, cuya aplicación atenderá a lo dispuesto en dichas resoluciones.

Cuarto.

Dejar sin efecto el procedimiento de operación 3.3 Activación de energías de balance procedentes del producto de reserva de sustitución (RR) aprobado por Resolución de la CNMC de 17 de marzo de 2022 y posteriormente modificado por Resolución de 6 de marzo de 2025, cuya aplicación terminó con la desconexión del operador del sistema eléctrico español de la plataforma TERRE el 30 de diciembre de 2025.

La presente resolución se notificará a Red Eléctrica de España, SA, y al Operador del Mercado Ibérico Eléctrico (OMIE), y se publicará en el «Boletín Oficial del Estado», en cumplimiento de lo establecido en el artículo 7.1, párrafo final, de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC.

Madrid, 30 de julio de 2026.–El Secretario del Consejo de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, Miguel Bordiu García-Ovies.

ANEJO

Procedimientos de operación

P.O.3.1 PROCESO DE PROGRAMACIÓN

1. Objeto

El objeto de este procedimiento es establecer el proceso de programación diaria, intradiaria y en tiempo real de las unidades de programación del sistema eléctrico peninsular español en el mercado mayorista de electricidad, de forma que se garantice el suministro y la seguridad del sistema.

El proceso de programación incluye los siguientes procesos sucesivos:

- a) Elaboración del Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF).
- b) Elaboración del Programa Diario Viable Provisional (PDVP).
- c) Contratación diaria de reserva de regulación secundaria.
- d) Elaboración de los Programas Finales (PHF/PHFC/PHFCIERRE).
- e) Elaboración de los Programas Operativos (ProgUP/P48/P48CIERRE).

Los horarios para la publicación de estos programas y otros intercambios de información relevantes para el proceso de programación se recogen en el anexo I de este procedimiento de operación.

El proceso de programación se realiza en unidades de programación (UP). Los criterios de organización de las UP del sistema eléctrico peninsular español se establecen en el anexo II de este procedimiento de operación.

En el anexo III se recoge el procedimiento para dar de alta y posteriormente nominar contratos bilaterales con entrega física ante el OS.

El proceso de solución de anomalías y gestión de reclamaciones en el ámbito de la programación se recoge en el anexo IV de este procedimiento.

El mecanismo de declaración de errores en las ofertas presentadas y asignadas en los servicios de ajuste del sistema se detalla en el anexo V.

En el anexo VI se detalla el proceso de validación aplicado a la información correspondiente a la nominación de programas de los mercados diario e intradiario.

2. Ámbito de aplicación

Este procedimiento es de aplicación a:

- a) Operador del Sistema (OS).
- b) Participantes en el mercado (PM), en el ámbito del sistema peninsular español.

A efectos de lo establecido en este procedimiento, corresponderá al participante en el mercado:

– La solicitud al OS del alta, baja o modificación de las unidades de programación en el sistema eléctrico peninsular español y su correcta configuración en base a lo establecido en el anexo II de este procedimiento.

– La comunicación de la información necesaria en el proceso de programación:

- Nominaciones de programas de energía del mercado diario e intradiario (en aquellos casos en los que una misma unidad de oferta (UO) esté integrada por dos o más unidades de programación) y comunicación de cambios de programa después del mercado intradiario continuo.

- Nominación de programas de energía procedentes de contratos bilaterales con entrega física, conforme a lo establecido en el anexo III de este procedimiento.

- Desgloses de los programas de energía en unidades físicas (UF).
- Comunicación de desvíos e indisponibilidades.

- Envío de ofertas, en caso de participación en los servicios de ajuste del sistema gestionados con mecanismos de mercado.

3. Programas de energía, periodos de programación y horarios

Los programas PDBF, PDVP, PHF, PHFC, PHFCIERRE, P48 y P48CIERRE se publican con resolución cuarto-horaria.

Las asignaciones y redespachos correspondientes a los servicios de ajuste del sistema incluidos en este procedimiento de operación (restricciones técnicas, reserva de regulación secundaria, regulación terciaria y energía de regulación secundaria) se expresan en valores de potencia o de energía, siempre en periodos de resolución cuarto-horaria.

Los valores correspondientes a potencia se expresarán en MW con un máximo de una cifra decimal, mientras que los valores correspondientes a energía se expresarán en MWh con un máximo de tres cifras decimales.

Los valores de los redespachos resultantes del proceso de solución por restricciones técnicas del PDBF podrán ser diferentes en cada periodo de programación cuarto-horario, ya que el correspondiente límite de programa por seguridad también podrá ser distinto en cada periodo cuarto-horario.

Todos los horarios y los periodos de programación (intervalos temporales semiabiertos definidos por su instante de inicio y su instante de fin) establecidos en este procedimiento de operación están referidos a la Hora Central Europea, CET (Central European Time) o CEST (Central European Summer Time).

El detalle de cada uno de los mensajes de intercambio de información con el OS (resolución, unidades, formato, etc.) se encuentra establecido en la edición que esté vigente en cada momento del documento de intercambios de información del OS con los Participantes en el Mercado (PM).

4. Definiciones

A efectos de este procedimiento de operación se deberán tener en cuenta los términos y definiciones establecidos en el Reglamento (UE) 2019/943 relativo al mercado interior de la electricidad y en el artículo 4 de las Condiciones relativas al balance para los proveedores de servicios de balance y los sujetos de liquidación responsables del balance en el sistema eléctrico peninsular español, aprobadas por la CNMC (en adelante Condiciones relativas al balance).

En particular, los términos correspondientes a:

– Mercado, se refiere al «Mercado mayorista de electricidad» al que se refiere el artículo 1 de la Circular 3/2019 de 20 de noviembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen las metodologías que regulan el funcionamiento del mercado mayorista de electricidad y la gestión de la operación del sistema.

– Participante en el mercado (PM), es una persona física o jurídica que compra, vende o genera electricidad, que participa en la agregación o que es un gestor de la participación activa de la demanda o servicios de almacenamiento de energía, incluida la emisión de órdenes de negociación, en uno o varios de los mercados de la electricidad incluyendo el mercado de balance, tal y como se define en el punto (25) del artículo 2 del Reglamento (UE) 2019/943 relativo al mercado interior de electricidad.

– Proveedor de servicios de balance (BSP, por sus siglas en inglés): participante en el mercado que suministra energía de balance y/o reserva de balance a los TSO, tal como se define en el punto (12) del artículo 2 del Reglamento (UE) 2019/943 relativo al mercado interior de la electricidad.

– Sujeto de liquidación responsable del balance (BRP, por sus siglas en inglés): participante en el mercado, o su representante elegido, responsable de sus desvíos en el

mercado de la electricidad, tal como se define en el punto (14) del artículo 2 del Reglamento (UE) 2019/943 relativo al mercado interior de la electricidad.

Adicionalmente, se incorporan en este procedimiento las definiciones de los programas y asignaciones publicados por el OS:

- Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF): Es el programa diario de las diferentes unidades de programación que integra la nominación de los programas derivados del uso de los derechos físicos de capacidad de largo plazo en la interconexión Francia-España, los resultados de la casación del mercado diario y la información de ejecución de contratos bilaterales con entrega física nominados al OS antes y después del mercado diario.

- Programa Diario Viable Provisional (PDVP): Es el programa diario de las diferentes unidades de programación que incorpora, sobre el PDBF, las modificaciones de programa derivadas del proceso diario de solución de las restricciones técnicas identificadas en el programa diario base de funcionamiento.

- Asignación diaria de reserva de regulación secundaria: Proceso de asignación de ofertas de reserva de regulación secundaria realizado por el OS para garantizar la disponibilidad de la reserva de regulación secundaria a subir y a bajar requerida por el sistema para el día siguiente.

- Programa Final tras las subastas del mercado intradiario (PHF): Es el programa de las diferentes unidades de programación que incorpora, sobre el PDVP, los ajustes de programa realizados en el mercado intradiario (subastas y rondas del mercado intradiario continuo) en cada una de las subastas del mercado intradiario para los periodos de programación negociables en cada una de dichas subastas.

- Programa Final definitivo (PHFC): Es el programa de las diferentes unidades de programación que han modificado su programa en el mercado intradiario continuo, que incorpora para dichas unidades, sobre el PDVP, los ajustes de programa realizados en el mercado intradiario (subastas y rondas del mercado intradiario continuo) en cada una de las rondas del mercado intradiario continuo para los periodos de programación negociables en cada una de dichas rondas. Las publicaciones del PHFC tras cada cierre de ronda del mercado intradiario continuo incorporan únicamente las unidades de programación que hayan modificado su programa en la ronda.

- Programa Final definitivo cierre (PHFCIERRE): Es el programa que incluye el programa final de todas las unidades de programación tras la negociación intradiaria para un día completo, sin incluir detalle sobre la ronda o sesión de subasta en la que se produce cada asignación.

- Programa Operativo (P48): Es el programa de energía de las diferentes unidades de programación que incorpora, sobre el PDVP, los ajustes de programa realizados en horizonte intradiario y los cambios de programa entre BRPs comunicados al OS tras el mercado intradiario continuo, las modificaciones de los programas necesarias para la solución de restricciones técnicas en tiempo real, las asignaciones de ofertas realizadas en los mercados de balance y los redespachos de energía derivados de las declaraciones de indisponibilidad y de la comunicación de desvíos de las unidades de programación.

La publicación del P48 se inicia tras la publicación del PDVP para los periodos de programación correspondientes al día en curso y el horizonte completo del día siguiente, siendo actualizado una vez a la hora.

- Programa Operativo UP (ProgUP): Es el programa de las diferentes unidades de programación que incorpora, sobre el PDVP, los ajustes de programa realizados en horizonte intradiario y los cambios de programa entre BRPs comunicados al OS tras el mercado intradiario continuo, las modificaciones de los programas necesarias para la solución de restricciones técnicas en tiempo real, las asignaciones de ofertas realizadas en los mercados de balance y los redespachos de energía derivados de las declaraciones de indisponibilidad y de la comunicación de desvíos de las unidades de programación. Contiene un intervalo móvil de 12 periodos formado por el periodo en el

que se produce su publicación y los 11 siguientes. Puede ser actualizado en cualquier momento, con anterioridad y durante el mismo período de suministro de la energía.

- Programa Operativo de Cierre (P48CIERRE): Es la publicación que recoge el programa P48 de un día completo. Se publica una vez ya transcurrido el día.

- Potencia máxima de la instalación de generación, de la instalación de almacenamiento (en modo generación) o de la instalación híbrida: será la potencia activa máxima que podrá inyectarse a la red y vendrá determinada por el valor de capacidad máxima, conforme a la definición del Real Decreto 647/2020 y limitado por el valor de capacidad de acceso de la instalación.

En el caso de las instalaciones inscritas en la sección primera del registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica, dicho valor se corresponderá con la potencia neta. En el caso de instalaciones híbridas se considera la suma de las capacidades máximas de los módulos que la componen, limitado por el valor de capacidad de acceso de la instalación híbrida.

Para las unidades físicas constituidas por un conjunto de instalaciones, la potencia máxima vendrá determinada por la suma de la potencia máxima de las instalaciones que la conforman.

- Potencia máxima de la instalación de demanda o de la instalación de almacenamiento (en modo consumo): vendrá determinada por el valor de capacidad de acceso, que será la potencia activa máxima que podrá tomar de la red, de acuerdo con lo que se haga constar en el permiso de acceso y conexión, o en su defecto en el acuerdo de conexión, salvo disposiciones normativas que lo modifiquen.

- Mínimo técnico: Potencia activa mínima, según se especifique en el acuerdo de conexión o se acuerde entre el gestor de la red pertinente y el propietario de la instalación de generación de electricidad, a la que el módulo de generación de electricidad puede funcionar de forma estable durante un tiempo ilimitado.

5. *Publicación de información previa al mercado diario*

Antes de las 10:30 horas, el OS pondrá a disposición de los PM y, en su caso, del operador del mercado (OM) u otras entidades, conforme a la regulación vigente, la información correspondiente al día siguiente y referente a:

- Previsión de demanda total del sistema por periodo de programación cuarto-horario.

- Previsiones de generación eólica y solar por periodo de programación cuarto-horario.

- Volumen agregado de indisponibilidades de las unidades de programación.

- Situación prevista de la red de transporte.

- Valores de previsión de capacidad en las interconexiones internacionales: capacidad de intercambio (NTC, por sus siglas en inglés) y capacidad de intercambio disponible (ATC, por sus siglas en inglés), en ambos casos, por periodo de programación cuarto-horario para las publicaciones de los participantes en el mercado y al OM.

El OS mantendrá actualizada esta información conforme a lo establecido en el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información relativos al proceso de programación.

6. *Elaboración del Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF)*

Antes de las 13:15 horas, o bien antes de transcurridos 15 minutos tras la publicación de la información correspondiente a los resultados de la casación de ofertas en el mercado diario, el OS pondrá a disposición de todos los participantes en el mercado, y del OM, el Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF) de las unidades de programación para el día siguiente.

El Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF) integra la nominación de los programas derivados de la nominación del uso de los derechos físicos de capacidad de largo plazo en la interconexión Francia-España, los resultados de la casación de ofertas del mercado diario y los contratos bilaterales con entrega física nominados al OS antes y después del mercado diario. En caso de desacoplamiento de los mercados diarios, se integrarán también en el PDBF los programas establecidos a través de la interconexión Francia-España en uso de los derechos físicos de capacidad asignados en la subasta diaria de respaldo.

Para la elaboración del PDBF se aplicarán, a las nominaciones de programas del mercado diario y a la nominación de contratos bilaterales, las validaciones establecidas en el anexo VI de este procedimiento.

6.1 Nominación del uso de los derechos físicos de capacidad de intercambio de largo plazo en la interconexión Francia-España.

El OS, o tercero autorizado, notificará a los participantes del mercado los derechos físicos de capacidad anuales y mensuales autorizados, conforme a las reglas de asignación de capacidad aplicables a la interconexión Francia-España.

Las diferencias entre los derechos físicos de capacidad autorizados para la programación y los derechos físicos de capacidad previamente asignados serán las posibles reducciones de capacidad debidas a la identificación de una situación de congestión en la interconexión.

Con anterioridad al cierre del mercado diario, y siguiendo los horarios fijados en el anexo I y en las reglas de asignación de capacidad aplicables a la interconexión Francia-España, se llevarán a cabo una serie de procesos sucesivos:

- Antes de las 8:30 horas, el OS recibirá de los participantes en el mercado las notificaciones de uso de los derechos físicos de capacidad anual y mensual que hayan sido autorizados. En el sistema eléctrico peninsular español, se considerará como notificación de uso de los derechos físicos de capacidad la comunicación por el PM de la ejecución de uno o más contratos bilaterales establecidos entre la unidad de programación para la importación (o la unidad de programación para la exportación) y las unidades de programación genéricas, definidas ambas en el anexo II de este procedimiento de operación.

La falta de notificación de uso de la capacidad autorizada en los plazos establecidos supondrá una reventa de los derechos físicos de capacidad correspondientes y dicha capacidad será incluida por los OS en los valores de capacidad máxima utilizables por el mecanismo de acoplamiento de los mercados en horizonte diario.

- Seguidamente, los operadores de los sistemas eléctricos francés y español intercambiarán la información relativa a las notificaciones de uso recibidas. A partir de los resultados de dichos intercambios de información relativos a la utilización de los derechos físicos de capacidad anual y mensual autorizados, los dos OS establecerán conjuntamente el valor total de los derechos físicos de capacidad asignados y cuyo uso ha sido notificado en ambos sistemas eléctricos.

- Una vez intercambiadas las notificaciones de uso de las capacidades asignadas en horizontes anual y mensual, los derechos de uso no notificados serán objeto de reventa y dicha capacidad será incluida por los OS que comparten la correspondiente interconexión en los valores de capacidad máxima utilizables por el mecanismo de acoplamiento de mercados en horizonte diario. En ese mismo proceso, los dos OS aplicarán el principio de superposición de transacciones firmes en contradirección, maximizando de este modo la utilización de la capacidad de intercambio.

- Antes de las 9:00 horas, el OS pondrá a disposición del OM la información de los derechos físicos de capacidad asignados en horizontes anual y mensual y cuyo uso ha sido notificado en ambos sistemas eléctricos, y los valores de capacidad máxima utilizables por el mecanismo de acoplamiento de mercados en horizonte diario.

6.2 Nominaciones de contratos bilaterales físicos antes del mercado diario.

Antes de las 10:15 horas, el OS recibirá la nominación correspondiente a:

- Contratos bilaterales internacionales con entrega física en interconexiones en las que no existe un procedimiento coordinado de asignación de capacidad.
- Contratos bilaterales internos con entrega física que han elegido la opción de nominación firme previa al mercado diario.

Antes de las 10:30 horas, el OS pondrá a disposición del OM la información relativa a la nominación de contratos bilaterales con entrega física realizada ante el OS con anterioridad al mercado diario.

En el caso de que detecte que se ha producido una incidencia, el OS, en coordinación con el OM podrá realizar las actuaciones oportunas y, en su caso, podrá realizar nuevos envíos de esta información modificando la ya enviada. En caso de producirse esta situación, el OM y los OS del sistema ibérico adoptarán sus mejores esfuerzos para que la secuencia de operaciones se realice a la mayor brevedad posible.

6.3 Resultado del mercado diario.

Antes de las 13:00 horas, el OS recibirá del OM el resultado de la casación en el mercado diario, incluidos, en su caso, los programas de energía derivados de la integración en el mercado de las contrataciones establecidas en el mercado a plazo con entrega física de la energía y todas las ofertas presentadas en el mercado de la zona de oferta española a dicha sesión.

Asimismo, el OS recibirá del OM la información relativa al precio marginal del mercado diario correspondiente a las zonas de oferta de España, Portugal y Francia y los valores de los programas de intercambio a través de las interconexiones entre España y Francia y entre España y Portugal, así como en las interconexiones internacionales no comunitarias.

6.4 Nominaciones después del mercado diario.

Antes de las 13:00 horas, o bien antes de transcurridos 10 minutos tras la publicación de la información correspondiente a los resultados de la contratación en el mercado diario, el OS recibirá de los participantes del mercado la nominación de los siguientes programas:

- Programas resultantes del mercado diario en unidades de programación, en caso de no correspondencia unívoca entre la unidad de oferta en el mercado diario y la unidad de programación.
- Contratos bilaterales con entrega física internos que no hayan elegido la opción de nominación firme previa al mercado diario, incluidos los contratos bilaterales con entrega física entre empresas comercializadoras.
- Modificaciones de contratos bilaterales internos que hayan elegido la opción de nominación firme previa al mercado diario, siempre que esta modificación suponga un incremento del programa de energía firme previamente comunicado y no se modifiquen las unidades de programación con las cuales el contrato bilateral haya sido previamente nominado.

6.5 Subasta Diaria de Respaldo (SDR) en la interconexión Francia-España.

En caso de desacoplamiento de mercados, la capacidad de intercambio disponible en el horizonte diario será ofrecida en una Subasta Diaria de Respaldo (SDR) de acuerdo con lo dispuesto en los procedimientos de contingencia «DA Fallback Procedures in SWE region for day-ahead market coupling», establecidos de acuerdo con el artículo 44 del Reglamento (UE) 2015/1222.

Tras la SDR, el OS o tercero habilitado pondrá a disposición del OM el valor de capacidad diaria autorizada para cada participante en el mercado en cada sentido de flujo, al objeto de que esta información pueda ser tenida en cuenta para la aceptación de ofertas al mercado diario en los casos que así corresponda.

Antes de las 13:00 horas, o bien antes de transcurridos 20 minutos tras la publicación de la información correspondiente a los resultados del mercado diario, el OS recibirá la nominación de los contratos bilaterales con entrega física establecidos entre la unidad de programación genérica y la unidad de programación en frontera, al objeto de transferir, y anular así, el programa de la unidad genérica. Tanto los plazos de recepción de los contratos bilaterales internos y las nominaciones de programa, como de la publicación del PDBF serán los establecidos en el anexo I para el caso de celebración de la Subasta Diaria de Respaldo.

Finalmente, y en caso de desacoplamiento de mercados, y si excepcionalmente esta SDR no pudiera celebrarse, la capacidad de intercambio disponible en el horizonte diario será ofrecida en el mercado intradiario.

7. Comunicación al OS de información relevante para los análisis de seguridad

7.1 Desgloses de programa en unidades físicas.

Los participantes en el mercado facilitarán al OS la información correspondiente a los desgloses del programa de las unidades de programación por unidad física y, en caso de que así sea de aplicación, por unidades equivalentes de acuerdo con los criterios de desglose de programas que haya establecido el OS de forma específica para dicha unidad de programación, al objeto de que esta información pueda ser tenida en cuenta en los análisis de seguridad del sistema.

Con carácter general, las unidades físicas se encuentran definidas en el anexo II de este procedimiento para cada tipo de unidad de programación. Por razones de seguridad del sistema, en determinados casos el OS podrá definir y comunicar previamente a los participantes del mercado, los criterios y códigos específicos a utilizar para la realización de estos desgloses en unidades físicas equivalentes, conforme a lo establecido en el anexo II de este procedimiento.

Este desglose de programas será aplicable a todas aquellas unidades de programación compuestas por más de una unidad física en los diferentes horizontes de programación en los que la unidad de programación haya modificado su programa:

- En horizonte diario, desde la publicación de los resultados del mercado diario hasta 15 minutos tras la publicación del PDBF.

- En horizonte intradiario:

- Antes de transcurridos 15 minutos tras la recepción de los resultados de las subastas del mercado intradiario.

- Tras el mercado intradiario continuo, con una antelación no inferior a 50 minutos respecto al inicio del primer periodo de programación de la ronda correspondiente.

- En tiempo real, con una antelación no inferior a 5 minutos respecto al inicio del periodo de programación correspondiente al suministro de la energía.

Se considerará que el desglose de una unidad de programación es incorrecto cuando la suma de los programas desglosados correspondientes a las unidades físicas que componen dicha unidad de programación difiera del programa de la unidad de programación, con una tolerancia de $\pm 0,1$ MW.

7.2 Comunicación de potencias hidráulicas máximas y valores mínimos para instalaciones de producción hidráulica.

Desde la publicación de la información correspondiente a los resultados del mercado diario hasta 15 minutos tras la publicación del PDBF, los participantes del mercado con unidades de gestión hidráulica o con unidades de programación de tecnología hidráulica, consideradas relevantes para los análisis de seguridad, deberán facilitar al OS la siguiente información:

- Potencias hidráulicas totales máximas por unidad de programación que, en caso de que así se les requiera por razones de seguridad del sistema, pueden ser suministradas y mantenidas por dicha unidad de programación durante un tiempo máximo de 4 y de 12 horas.
- Potencia hidroeléctrica mínima que debe mantener dicha unidad de programación hidráulica durante 4 horas consecutivas.

Como último recurso únicamente ante situaciones que impidan seguir las limitaciones y/o consignas del OS, los participantes del mercado podrán facilitar al OS en el mismo horario anterior:

- Potencia eléctrica de caudal mínimo hidráulico que debe mantener la unidad física o conjunto de unidades físicas para cumplir con los requerimientos debidamente justificados de caudal mínimo exigidos por su Confederación Hidrográfica u otros estamentos oficiales. El valor de la potencia eléctrica se aportará preferentemente como estimación por unidad física y por periodo de programación, de lo contrario, no estará garantizada su consideración.

Esta información podrá ser actualizada o informada tras la publicación del PDVP si las circunstancias de operación de las unidades se ven modificadas por los estamentos competentes.

Esta información solo será admitida como válida si permite verificar que la potencia eléctrica es igual o inferior al desglose de programa comunicado para la unidad física afectada.

El OS podrá solicitar toda la información adicional de carácter oficial que resulte necesaria para validar las solicitudes recibidas.

Las comunicaciones de caudal mínimo hidráulico y su información asociada podrán ser remitidas a la CNMC a petición de esta Comisión.

8. *Elaboración del Programa Diario Viable Provisional (PDVP)*

El programa diario de las diferentes unidades de programación incorpora las modificaciones de programa introducidas en el PDBF derivadas del proceso diario de solución de las restricciones técnicas del PDBF, conforme a lo establecido en el procedimiento de operación de restricciones técnicas.

El periodo de recepción de ofertas para el proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF se abrirá a las 12:00 horas del día anterior al del suministro de energía, y se mantendrá abierto hasta 15 minutos después de la publicación del PDBF. El OS podrá prolongar este plazo de recepción de ofertas, sólo en casos excepcionales y previa comunicación a todos los PM a través de la página Web privada de eSIOS, comunicación en la que se indicará la nueva hora de cierre del período de recepción de ofertas, y el motivo de la prolongación del periodo de recepción de ofertas.

El OS, teniendo en cuenta la capacidad de intercambio y los programas en las interconexiones internacionales, las mejores previsiones de demanda y de producción de origen eólico y solar en el sistema eléctrico peninsular español y la disponibilidad prevista de las instalaciones de red y de las unidades de programación, aplicará un análisis de seguridad sobre el PDBF para detectar las posibles restricciones técnicas y sus posibles soluciones, seleccionando aquéllas que, resolviendo la restricción con un margen de seguridad adecuado, impliquen un menor coste para el sistema.

El OS procederá para ello a realizar las modificaciones de programa que sean precisas para la solución de las restricciones detectadas, y establecerá además las

limitaciones de programa por seguridad que sean necesarias para evitar la aparición de nuevas restricciones técnicas en los procesos y mercados posteriores, de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación de restricciones técnicas.

En este mismo proceso, el OS introducirá las modificaciones requeridas en el PDBF que hayan sido solicitadas por los gestores de la red de distribución en aquellos casos en los que éstos identifiquen y comuniquen de forma fehaciente al OS la existencia de restricciones técnicas en la red objeto de su gestión, de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establece la solución de restricciones técnicas.

Tras la solución de las restricciones técnicas identificadas, el OS procederá, en su caso, a realizar las modificaciones adicionales de programa necesarias para obtener nuevamente un programa equilibrado en generación y demanda, de acuerdo con lo establecido en el procedimiento de solución de restricciones técnicas, respetando las limitaciones de programa establecidas por razones de seguridad.

En caso de congestión en la interconexión España-Marruecos, el programa PDVP incorporará las modificaciones de programa necesarias de contratos bilaterales nominados en la interconexión España-Marruecos conforme a lo establecido en el artículo 15 de la Circular 3/2019, de 20 de noviembre, de la CNMC, por la que se establecen las metodologías que regulan el funcionamiento del mercado mayorista y la gestión de la operación del sistema.

Asimismo, antes de las 14:45 horas, o en todo caso, antes de transcurridos 75 minutos tras la publicación del PDBF, el OS pondrá a disposición de los PM y del OM los resultados de la subasta de capacidad de contratos bilaterales con entrega física efectuada para la interconexión entre España y Marruecos.

El programa PDVP de las unidades de programación localizadas en el sistema eléctrico peninsular español resultante de este proceso será publicado por el OS no más tarde de las 14:45 horas, o en todo caso, antes de transcurridos 75 minutos tras la publicación del PDBF. El OS realizará sus mejores esfuerzos para informar al conjunto de los participantes del mercado y al operador del mercado a la mayor brevedad posible de la imposibilidad de publicar el PDVP antes de las 14.55 h.

9. Reserva de regulación secundaria

Cada día, el OS establecerá los requerimientos de reserva de regulación secundaria a subir y a bajar para cada uno de los periodos de programación cuarto-horarios del día siguiente, de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establece la reserva para la regulación frecuencia-potencia.

Estos requerimientos de reserva de regulación secundaria necesaria para cada periodo de programación del día siguiente serán publicados por el OS antes las 14:45 horas.

Una vez publicados los requerimientos de reserva de regulación secundaria, el OS abrirá el periodo de recepción de ofertas para la prestación del servicio de regulación secundaria, proceso que se cerrará a las 16:00 horas, o, en todo caso, hasta 75 min tras la publicación del PDVP.

Con las ofertas de reserva de regulación secundaria recibidas, el OS asignará la prestación del servicio de regulación secundaria con criterios de mínimo coste, siguiendo el proceso descrito en el procedimiento de operación por el que se establece el servicio de regulación secundaria.

Antes de las 16:30 horas, o en todo caso, antes de transcurridos 30 minutos tras el cierre de la presentación de ofertas de regulación secundaria, el OS publicará los resultados de la asignación de reserva de regulación secundaria a subir y a bajar para todos y cada uno de los periodos de programación del día siguiente.

Con una antelación no inferior a 25 minutos respecto al inicio del periodo cuarto-horario de suministro de energía, el proveedor de reserva de regulación secundaria podrá solicitar al OS la aplicación del mecanismo de reducción de reserva de regulación secundaria para evitar el incumplimiento del compromiso de reserva adquirido el día

anterior debido al seguimiento de instrucciones del OS en tiempo real, conforme a lo establecido en el procedimiento de operación por el que se establece el servicio de regulación secundaria.

10. Reserva de regulación terciaria

Cada día, el OS establecerá los requerimientos de reserva de regulación terciaria para cada uno de los periodos de programación cuarto-horarios del día siguiente, de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establece la reserva para la regulación frecuencia-potencia.

Estos requerimientos de reserva de regulación terciaria necesaria para cada periodo de programación cuarto-horario del día siguiente serán publicados antes de las 21:00 horas.

11. Programación intradiaria

11.1 Elaboración del Programa Final tras las subastas del mercado intradiario (PHF).

De acuerdo con los horarios establecidos en el anexo I de este procedimiento, el OS recibirá la siguiente información:

- De la Plataforma de Contratación Continua Europea: los flujos en las interconexiones como resultado de las transacciones realizadas en las subastas del mercado intradiario.

- Del OM: la información referente a las transacciones negociadas por los participantes en el mercado de la zona de oferta española en cada una de las subastas del mercado intradiario, y todas las ofertas presentadas en el mercado de la zona de oferta española a dicha sesión de subasta. Asimismo, el OS recibirá del OM la información relativa a los precios marginales de cada una de las sesiones de subasta del mercado intradiario correspondiente a las zonas de oferta de España, de Portugal y de Francia para cada periodo de programación.

- De los PM: Tras la comunicación por el OM del programa resultante de la casación de ofertas en las subastas del mercado intradiario y antes de la hora límite establecida en el anexo I, las nominaciones de programas correspondientes a dicha sesión de subasta por unidad de programación (UP), en aquellos casos en los que en una misma unidad de oferta (UO) estén integradas dos o más unidades de programación. El OS validará las nominaciones de programa enviadas por los PM de acuerdo con el proceso descrito en el anexo VI. Los programas por unidad de programación nominados deberán respetar, en su caso, las limitaciones establecidas por seguridad.

El PHF de unidades de programación localizadas en el sistema eléctrico peninsular español será publicado por el OS tras cada una de las sesiones de subasta a partir del resultado de la agregación de todas las transacciones firmes formalizadas para cada periodo de programación negociable en dicha subasta, como consecuencia del PDVP y de las sesiones y rondas del mercado intradiario realizadas hasta el momento de su publicación.

El OS procederá a publicar el Programa Final (PHF) tan pronto se reciba la confirmación de resultados de la subasta, según el horario fijado en el anexo I de este procedimiento de operación.

El OS elaborará y publicará el PHF a partir del, del PDVP y de los PHF y PHFC publicados anteriormente en los siguientes casos:

- En aquellos casos en los que por la existencia de una incidencia no se disponga de los resultados de la subasta intradiaria o habiéndose recibido, no hayan sido confirmados, a nivel europeo, antes de 30 minutos después del cierre de ofertas de la sesión de subasta correspondiente.

– En aquellos casos en los que el OS no pueda, por alguna razón, integrar en su sistema la información enviada por el OM referente a las transacciones negociadas por los participantes en el mercado de la zona de oferta española en la subasta intradiaria, de forma coordinada con el OM.

– En aquellos casos en los que, por problemas en los intercambios y/o integración de los resultados, y alcanzadas las horas límite acordadas entre operadores, el OM publique la anulación a nivel regional de la subasta completa. Sin perjuicio de la anulación de transacciones a nivel regional de la subasta, deberán mantenerse los flujos internacionales resultado de la casación en cada una de las interconexiones.

En los casos en que, por motivo de alguna incidencia posterior a la confirmación de los resultados de la subasta europea, se produzca la anulación regional de todos los periodos de la subasta intradiaria, siempre se respetarán los programas de intercambio internacionales resultantes de la subasta intradiaria europea. El saldo que resulte en la interconexión con Francia por transacciones anuladas en el sistema eléctrico peninsular español se financiará con cargo a la renta de congestión en la interconexión con Francia. Asimismo, el saldo que resulte en la interconexión con Francia por transacciones anuladas con el sistema eléctrico peninsular portugués se financiará con cargo a la renta de congestión en la interconexión con Portugal.

En estas situaciones, el OS tan pronto como sea posible, mantendrá informados a los PM a través de la Web privada de eSIOS.

11.2 Elaboración Programa Final definitivo (PHFC).

Al objeto de elaborar el Programa Final definitivo (PHFC) correspondiente a cada periodo de programación, el OS recibirá la siguiente información:

– De la Plataforma de Contratación Continua Europea: los flujos en las interconexiones como resultado de las transacciones realizadas en el mercado intradiario continuo.

– Del OM: Con una anterioridad no inferior a 50 minutos respecto al primer periodo de programación de la ronda correspondiente, la información referente a las transacciones negociadas por los participantes en el mercado de la zona de oferta española en el mercado intradiario continuo. Asimismo, el OS recibirá diariamente la información relativa a los precios cuartohorarios de referencia de la energía gestionada en el mercado intradiario continuo.

– De los PM: Con una anterioridad no inferior a 50 minutos respecto al primer periodo de programación de la ronda correspondiente, las nominaciones de programas para la correspondiente ronda por unidad de programación (UP), en aquellos casos en los que en una misma unidad de oferta (UO) esté integrada por dos o más unidades de programación.

Las nominaciones de programas en unidades de programación deberán respetar, en su caso, las limitaciones de programa establecidas por seguridad del sistema.

El OS realizará las validaciones descritas en el anexo VI respecto a las nominaciones de programa enviadas por los participantes en el mercado.

El Programa Final definitivo (PHFC) se establecerá por el OS a partir del resultado del PDVP y de la agregación de todas las transacciones firmes formalizadas con posterioridad a cada una de las subastas y rondas del mercado intradiario continuo para los periodos de programación negociables en cada una de las subastas y rondas del mercado intradiario continuo.

El OS procederá a publicar el PHFC para los periodos de programación negociados en cada ronda, incluyendo únicamente las unidades de programación que hayan modificado su programa en algún período de dicha ronda, tan pronto se reciba la confirmación de resultados de cada ronda y, en todo caso, con una antelación no inferior a 45 minutos respecto al inicio del primer periodo de programación de la ronda correspondiente.

El OS elaborará y publicará el PHFCvacío, en los siguientes casos:

- En aquellos casos en los que previo a la confirmación de los resultados del mercado intradiario continuo, el OM publique la anulación de las transacciones realizadas durante la última ronda.
- En aquellos casos en los que por la existencia de una incidencia no se disponga de los resultados del mercado intradiario continuo o habiéndose recibido, no hayan sido confirmados con una anterioridad no inferior a 40 minutos respecto al inicio del horizonte de programación.
- En aquellos casos en los que el OS no pueda integrar en su sistema con una anterioridad de 30 minutos respecto al inicio del horizonte de programación la información oficial confirmada por el OM referente a las transacciones negociadas por los participantes en el mercado de la zona de oferta española en el mercado intradiario continuo. Sin perjuicio de la anulación de transacciones a nivel regional, deberán mantenerse los flujos internacionales resultado de la ronda en cada una de las interconexiones.

En todos estos casos se respetarán los programas de intercambios internacionales resultantes del mercado intradiario continuo, siempre que el OS disponga de dichos programas facilitados por la Plataforma de contratación Continua Europea. El saldo que resulte en la interconexión con Francia por transacciones anuladas en el sistema eléctrico peninsular español se financiará con cargo a la renta de congestión en la interconexión con Francia. Asimismo, el saldo que resulte en la interconexión con Francia por transacciones anuladas con el sistema eléctrico peninsular portugués se financiará con cargo a la renta de congestión en la interconexión con Portugal.

En estas situaciones, el OS tan pronto como sea posible, mantendrá informados a los PM a través de la Web privada de eSIOS.

Diariamente, se publicará un único Programa Final definitivo cierre (PHFCIERRE) que incluirá el programa final de todas las unidades de programación tras la negociación intradiaria para un día completo.

12. Cambios internos de programa de los BRP

Los cambios de programa de los BRP, dentro del sistema eléctrico peninsular español, serán realizados a través de comunicaciones enviadas al OS por los participantes en el mercado, conforme a lo indicado en este apartado.

Después del cierre de cada ronda del mercado intradiario continuo, los participantes en el mercado podrán comunicar al OS cambios de programa, conforme a los criterios establecidos en las Condiciones relativas al Balance aprobadas por la CNMC, indicando la causa que motiva el cambio de programa conforme a las categorías establecidas en el documento de intercambio de información con el OS.

En este sentido, el OS contrastará la nominación del cambio de programa con la información de las indisponibilidades comunicadas por los participantes del mercado u otras situaciones que puedan corresponder a incidentes sobrevenidos o a desvíos identificados con posterioridad al cierre del mercado intradiario, y, en su caso, informará a la CNMC de cualquier incumplimiento relativo a los términos en los que se deben realizar los cambios de programa entre participantes en el mercado.

Los cambios de programa de unidades de programación serán comunicados al OS por ambos participantes en el mercado, salvo en el caso de que los cambios de programa se produzcan entre unidades de programación del mismo participante en el mercado, en cuyo caso sólo será necesaria una única comunicación.

Tras el cierre de cada ronda, los participantes en el mercado podrán enviar cambios de programas para el primer período de programación de la ronda correspondiente (no negociable ya en el mercado intradiario continuo), con una antelación no inferior a 30 minutos respecto al inicio de dicho período de programación. No se permitirán transferencias de asignaciones de energía de balance entre unidades de programación.

Los cambios de programa se realizarán por periodos de programación cuarto-horarios.

En caso de que las nominaciones de programa no respeten los límites físicos de las unidades de programación o las limitaciones establecidas por seguridad del sistema, la nominación será rechazada en su totalidad.

El OS procederá a aceptar el cambio de programa una vez recibidas y validadas las comunicaciones de cambio de programa por parte de ambos participantes en el mercado o del participante en el mercado, en caso de cambios de programación entre unidades de programación del mismo participante en el mercado.

Desde el momento de su aceptación, el cambio de programa se considerará firme, y, en su caso, modificará la posición del correspondiente BRP y se tendrá en cuenta en los procesos de gestión y asignación de los servicios de ajuste en tiempo real.

13. Servicios de balance

13.1 Activación de energía de regulación terciaria (mFRR).

La activación e intercambio de energías de regulación terciaria (mFRR, por sus siglas en inglés) en el sistema eléctrico peninsular español se realiza mediante la utilización de la plataforma europea para el intercambio de energías de balance mFRR, conforme a lo establecido en el artículo 20 del Reglamento (UE) 2017/2195 de la Comisión, de 23 de noviembre de 2017, por el que se establece una directriz sobre el balance eléctrico (Reglamento EB).

La activación de energías de balance mFRR se realizará conforme a lo previsto en el «Marco de aplicación de la plataforma europea de intercambio de energías de balance procedentes de reservas de recuperación de la frecuencia con activación manual (mFRRIF, por sus siglas en inglés)», aprobado por las Autoridades Reguladoras Nacionales de todos los países participantes en este proceso, de acuerdo con el artículo 5.2(a) y con el artículo 20.1) del Reglamento EB.

El algoritmo de asignación de ofertas de regulación terciaria a nivel local será utilizado como mecanismo de respaldo en caso de indisponibilidad o fallo de la plataforma europea. Dichas situaciones serán comunicadas a los participantes en el mercado.

Según se define en el artículo 8 del mFRRIF, desde las 12:00 horas del día anterior, las unidades de programación proveedoras de este servicio podrán enviar sus ofertas de energía de regulación terciaria, tanto a subir como a bajar, para cada uno de los periodos de programación cuarto-horarios del día siguiente.

Antes de las 23:00 horas del día anterior, los participantes en el mercado proveedores del servicio de regulación terciaria deberán presentar ofertas de la reserva de regulación terciaria que tengan disponible tanto a subir como a bajar para todo el horizonte de programación del día siguiente, de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establecen las condiciones para la prestación del servicio de regulación terciaria.

Estas ofertas deberán ser actualizadas de forma continua por los PM siempre que se produzcan modificaciones en la programación o en la disponibilidad de sus unidades de programación, siendo obligatoria la oferta de la reserva de regulación terciaria disponible en cada unidad de programación.

Los participantes en el mercado podrán actualizar sus ofertas para el mercado de regulación terciaria hasta 25 minutos antes del inicio del periodo cuartohorario de suministro de energía según se define en el artículo 8 del mFRRIF.

13.2 Activación de energía de regulación secundaria (aFRR).

La activación e intercambio de ofertas de energías de regulación secundaria (aFRR, por sus siglas en inglés) en el sistema eléctrico peninsular español para el mantenimiento de la frecuencia y el programa neto de intercambio en el bloque de

control español, se realizará mediante la utilización de la plataforma europea para el intercambio de energías de balance aFRR, conforme a lo establecido en el artículo 21 del Reglamento (UE) 2017/2195 de la Comisión, de 23 de noviembre de 2017, por el que se establece una directriz sobre el balance eléctrico (Reglamento EB).

La activación de energías de balance aFRR se realizará conforme a lo previsto en el «Marco de aplicación de la plataforma europea de intercambio de energías de balance procedentes de reservas de recuperación de la frecuencia con activación automática (aFRRIF, por sus siglas en inglés)», aprobado por las Autoridades Reguladoras Nacionales de todos los países participantes en este proceso, de acuerdo con el artículo 5.2(a) y con el artículo 21.1) del Reglamento EB.

El algoritmo de asignación de ofertas de regulación secundaria a nivel local será utilizado como mecanismo de respaldo en caso de indisponibilidad o fallo de la plataforma europea. Dichas situaciones serán comunicadas a los participantes en el mercado.

Según se define en el artículo 8 del aFRRIF, desde las 12:00 horas del día anterior, los proveedores del servicio podrán enviar sus ofertas de energía de regulación secundaria, tanto a subir como a bajar, para cada uno de los períodos de programación cuarto-horarios del día siguiente.

Los proveedores del servicio de regulación secundaria que hayan resultado asignados en el mercado de reserva del día anterior deberán presentar antes de las 20:00 horas del día anterior al menos una primera versión de oferta de energía de regulación secundaria válida por un volumen igual o superior al de la reserva asignada en cada uno de los periodos de programación. Estas ofertas de energía obligatorias se denominan ofertas de respaldo.

Adicionalmente, los proveedores del servicio pueden presentar ofertas voluntarias, sin correspondencia con los volúmenes de las ofertas de reserva asignadas.

Estas ofertas deberán ser actualizadas de forma continua por los PM siempre que se produzcan modificaciones en la programación o en la disponibilidad de sus unidades de programación, siendo obligatoria la oferta de la reserva de regulación secundaria disponible en cada unidad de programación.

Los participantes en el mercado podrán actualizar sus ofertas para el mercado de regulación secundaria hasta 25 minutos antes del inicio del periodo cuartohorario de suministro de energía según se define en el artículo 8.2 del aFRRIF.

14. Solución de restricciones técnicas en tiempo real

A partir de la publicación de la asignación de reserva de regulación secundaria, los PM podrán proceder a actualizar de forma continua para cada periodo de programación cuartohoraria del día siguiente, las ofertas de restricciones presentadas para el proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF para su utilización en el proceso de solución de restricciones técnicas en tiempo real.

El OS podrá retrasar la hora de apertura para la actualización de las ofertas cuando se produzcan retrasos en los mercados que lo hagan necesario. En estos casos, los PM serán informados a través de la Web privada de eSIOS.

La modificación de la programación para la solución de las restricciones técnicas identificadas en tiempo real se efectuará conforme al procedimiento de operación por el que se establece el proceso de solución de restricciones técnicas.

15. Elaboración del programa operativo (P48)

La publicación del P48 se inicia tras la publicación del PDVP para los períodos de programación correspondientes al día en curso y el horizonte completo del día siguiente, siendo actualizado una vez a la hora. Adicionalmente, en cualquier momento, con anterioridad y durante el periodo de programación se realizará la publicación del ProgUP con intervalo móvil reducido de 12 períodos.

Una vez finalizado el horizonte diario de programación, el OS pondrá a disposición de los PM el programa cierre definitivo del P48 del día anterior (P48CIERRE).

La modificación del programa de energía de una unidad de programación en el P48 así como el programa en potencia en el ProgUP respecto del anterior podrá venir motivada por:

- Modificaciones de los programas del mercado intradiario.
- Modificaciones derivadas de la comunicación de cambio de programas entre BRP.
- Modificaciones por asignación de ofertas de energía de regulación terciaria.
- Modificación de la programación para la solución de las restricciones técnicas identificadas en tiempo real.
- Indisponibilidades sobrevenidas de las unidades físicas o unidades de programación comunicadas al OS.
- Comunicación de una unidad de programación de la existencia de desvíos sobre programa iguales o superiores a 30 MW por imposibilidad técnica de cumplir el programa, vertidos ciertos, etc.
- Comunicación fehaciente del operador de un sistema eléctrico vecino de la no conformidad total o parcial del programa de intercambio de energía previamente nominado por un participante en el mercado.
- Modificación de la programación para la resolución de una congestión en una interconexión internacional mediante la aplicación de una reducción de los programas de intercambio previstos o de acciones coordinadas de balance.
- Establecimiento de intercambios internacionales de apoyo por seguridad entre sistemas eléctricos vecinos.

16. Capacidad reactiva adicional

Cada día, tras la publicación del PDVP el OS abrirá el periodo de recepción de ofertas para la prestación del servicio de capacidad reactiva adicional, proceso que se cerrará a las 16:00 horas, o, en todo caso, hasta 75 min tras la publicación del PDVP.

El OS establecerá los requerimientos del servicio de capacidad de reactiva adicional para cada uno de los periodos de programación horarios del día siguiente, de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establece el servicio de control de tensión, siendo publicados por el OS, exclusivamente, los periodos horarios con requerimientos de capacidad de reactiva adicional mayor que cero en cualquier sentido para el día siguiente antes las 15:30 horas.

Con las ofertas de capacidad de reactiva adicional recibidas, el OS asignará el requerimiento en cada zona de aplicación con criterios de mínimo coste, siguiendo el proceso descrito en el procedimiento de operación por el que se establece el servicio de control de tensión.

Antes de las 16:30 horas, o en todo caso, antes de transcurridos 30 minutos tras el cierre de la presentación de ofertas de capacidad reactiva adicional, el OS publicará los resultados de la asignación para todos y cada uno de los periodos de programación del día siguiente.

En previsión de ejecutarse una posible sesión de tiempo real, los participantes podrán actualizar sus ofertas en cualquier momento desde la publicación de resultados de la sesión diaria y hasta el final de un período que esté incluido en la nueva oferta.

17. Programas de intercambios internacionales

Para establecer los valores finales de los programas de intercambio que serán tenidos en consideración para el establecimiento del valor de ajuste del sistema de regulación frecuencia-potencia encargado de controlar el intercambio de energía entre los dos sistemas eléctricos que comparten cada interconexión eléctrica, se tendrán en

cuenta, de manera coordinada con los OS vecinos, los programas de intercambio de energía resultantes de los siguientes procesos:

- Nominación de derechos físicos de capacidad a largo plazo autorizados,
- Nominación de contratos bilaterales físicos a través de las interconexiones en las que no esté establecido un mecanismo coordinado de asignación de derechos de capacidad en el largo plazo,
- Acoplamiento de mercados diarios y, en caso de producirse un desacoplamiento de mercados, aplicación de las Subastas de Respaldo,
 - Mercado intradiario continuo,
 - Subastas intradiarias,
 - Participación en las plataformas europeas de balance,
 - Gestión coordinada de congestiones identificadas en la interconexión en tiempo real y
- Establecimiento de intercambios internacionales de apoyo por seguridad entre sistemas eléctricos vecinos.

18. Procedimiento de interrupción de la negociación durante los períodos de mantenimientos de los sistemas de información o ante incidentes

Cuando los procesos de mantenimiento de los sistemas del OS, ya sea por el momento de ejecución de dicha parada o por la duración de ésta, interfieran en la comunicación e intercambio de información, o ante incidencias imprevistas que lo requieran, el OS podrá solicitar al OM la interrupción de la negociación del mercado intradiario continuo por la duración mínima necesaria de dicho mantenimiento. Los participantes en el mercado serán informados oportunamente mediante la página Web privada de eSIOS con la máxima antelación posible.

El OS realizará sus mejores esfuerzos para minimizar estos mantenimientos y, en la medida de lo posible, acompasarlos con otras tareas de mantenimiento del operador del sistema portugués o del operador del mercado, así como, siempre que no comprometa la seguridad, programará los mantenimientos en aquellas horas del día donde la negociación en los mercados sea previsiblemente de menor intensidad.

Finalmente, el OS comunicará a la CNMC todas aquellas ocasiones en las que se cumpla lo previsto en este apartado.

19. Intercambios de información dentro del proceso de programación

Sin perjuicio de la información publicada por el OS a través de sus páginas Web, todos los intercambios de información entre el OS y el OM y entre el OS y los PM realizados en el marco del proceso de programación, serán efectuados utilizando los medios y la estructura prevista en las ediciones vigentes del procedimiento establecido para los intercambios de información del OS con los PM y el procedimiento conjunto acordado entre el OS y el OM.

Antes de poner en funcionamiento cualquier nuevo intercambio de información, el OS propondrá una fase previa de realización de las pertinentes pruebas de intercambios de información entre todos los participantes del mercado afectados.

En aquellos casos en los que se verifique la existencia de una incidencia durante el proceso de programación, y ésta pueda ser corregida sin afectar de forma importante a dicho proceso, el OS, en coordinación con el OM, realizará las actuaciones oportunas para su resolución y, en su caso, procederá a la publicación de una nueva versión del programa correspondiente, manteniendo informados en todo momento a los PM y al OM de estas actuaciones. En el caso de darse esta situación, el OM y el OS adoptarán sus mejores esfuerzos para que la secuencia de operaciones se realice a la mayor brevedad posible.

ANEXO I

Horarios establecidos para los intercambios de información

1. Horarios de publicación del proceso de programación diario

Concepto	Hora límite de publicación (D-1)
Nominación de los PM al OS de la capacidad asignada en las subastas de capacidad anuales y mensuales en la interconexión Francia-España.	8:30 horas.
El OS pone a disposición del OM y PM la información de derechos físicos de capacidad obtenidos en horizontes anual y mensual para la interconexión Francia-España cuyo uso ha sido notificado en ambos sistemas eléctricos.	9:00 horas.
Nominación de los PM al OS de contratos bilaterales antes del mercado diario: – Contratos bilaterales internacionales con entrega física a través de interconexiones en las que no esté establecido un procedimiento coordinado de asignación de capacidad. – Contratos bilaterales internos con entrega física.	10:15 horas.
Publicación del OS a los PM de la información previa al mercado diario. El OS pondrá a disposición del OM: – La capacidad de intercambio en las interconexiones internacionales disponible antes del mercado diario (ATC). – Los contratos bilaterales nominados al OS con anterioridad al mercado diario.	10:30 horas.
Publicación de los resultados del mercado diario.	13:00 horas.
Nominaciones de programa de los PM al OS por UP correspondientes a: – Contratos bilaterales internos con entrega física. – Nominaciones de los resultados del mercado diario (en caso de UO que integran varias UP). – Nominación de los correspondientes contratos bilaterales con entrega física en caso celebración de la SDR en la interconexión Francia-España.	13:00 horas. (en todo caso, hasta 10 min tras la publicación de los resultados del mercado diario o hasta 20 min en caso de celebración de la subasta SDR en la interconexión Francia - España).
Publicación PDBF por el OS.	13:15 horas. (en todo caso, hasta 15 min tras publicación de los resultados del mercado diario o hasta 25 min en caso de celebración de la subasta SDR en la interconexión Francia - España).
Envío de los PM al OS de la información correspondiente a: – Desgloses de UP en UF. – Potencias hidráulicas máxima y mínima. – Caudales mínimos hidráulicos.	Desde la publicación de los resultados del mercado diario hasta 15 min tras publicación PDBF.
Presentación de ofertas para el proceso de solución de restricciones técnicas.	Desde las 12:00 horas hasta 15 min tras publicación PDBF.
Presentación de ofertas de energía de regulación secundaria y terciaria.	Desde las 12:00 horas hasta 25 min antes del horizonte de programación.

Concepto	Hora límite de publicación (D-1)
Puesta a disposición de los PM y del OM de los resultados de la subasta de capacidad de contratos bilaterales con entrega física efectuada, en caso de congestión, en la interconexión España-Marruecos.	14:45 horas.
Publicación PDVP por el OS.	14:45 horas. (en todo caso, hasta 75 min tras publicación PDBF).
Puesta a disposición la plataforma Europea de Contratación Continua la información necesaria para iniciar la primera sesión de subasta intradiaria: – La capacidad de intercambio en las interconexiones internacionales intracomunitarias (NTC). – Los programas comerciales establecidos en las interconexiones intracomunitarias tras el mercado diario.	14:45 horas (en todo caso, hasta las 14:55).
Requerimientos de reserva de regulación secundaria.	14:45 horas.
Periodos horarios con requerimientos de capacidad reactiva adicional.	15:30 horas.
Presentación de ofertas de capacidad reactiva adicional.	16:00 horas. (en todo caso, hasta 75 minutos tras la publicación del PDVP).
Asignación de capacidad reactiva adicional.	16:30 horas. (en todo caso, hasta 30 minutos tras el cierre de presentación de ofertas de capacidad reactiva adicional).
Presentación de ofertas de reserva regulación secundaria.	17:00 horas. (en todo caso, hasta 30 minutos tras la asignación de capacidad reactiva adicional).
Asignación de reserva de regulación secundaria.	17:30 horas. (en todo caso, hasta 30 minutos tras el cierre de presentación de ofertas de regulación secundaria).
Presentación de ofertas de respaldo de energía de regulación secundaria.	20:00 horas.
Requerimientos de reserva de regulación terciaria.	21:00 horas.
Presentación de ofertas de regulación terciaria.	23:00 horas.

2. Horarios de publicación de los programas PHF

	Sesión 1. ^a	Sesión 2. ^a	Sesión 3. ^a
Cierre de sesión subastas MI.	15:00	22:00	10:00
Resultados subastas MI.	15:20	22:20	10:20
Recepción de nominaciones por UP y desgloses (*).	15:35	22:35	10:35
Publicación PHF (**).	15:28	22:28	10:28

(*): 15 minutos desde la recepción de los resultados de las subastas MI.

(**): tan pronto se disponga de la confirmación de los resultados de cada sesión de subasta y hasta 8 minutos desde la recepción de los resultados de las subastas MI.

D: Día de programación.

	Sesión 1. ^a	Sesión 2. ^a	Sesión 3. ^a
Horizonte de programación.	24 horas	24 horas	12 horas
(Periodos cuartohorarios).	(1-96 D)	(1-96 D)	(49-96 D)

(*): 15 minutos desde la recepción de los resultados de las subastas MI.

(**): tan pronto se disponga de la confirmación de los resultados de cada sesión de subasta y hasta 8 minutos desde la recepción de los resultados de las subastas MI.

D: Día de programación.

Nota aclaratoria: En caso de retrasos en alguna de las publicaciones, se modificarán los horarios según se describe en este procedimiento de operación. Si como consecuencia de estos retrasos se viera afectada la secuencia de programación de la operación, el OS informará oportunamente a los PM mediante la página Web privada de eSIOS.

ANEXO II

Unidades de programación localizadas en el sistema eléctrico peninsular español

1. Conceptos generales

La unidad de programación (UP) es la unidad elemental por medio de la cual se establecen los programas de energía en el mercado mayorista de electricidad definidos en este procedimiento de operación. Al objeto de facilitar los análisis de seguridad realizados por el OS, las UP estarán compuestas por una o más Unidades Físicas (UF).

Los códigos de identificación de estas unidades en el sistema eléctrico peninsular español serán aprobados por el OS conforme a los medios y procedimientos establecidos para el alta de unidades de programación en el sistema eléctrico peninsular español.

Adicionalmente, cada unidad de programación y unidad física deberá tener asociado el correspondiente Energy Identificación Code (EIC). Este código constituirá la clave única de registro de las unidades en el Operador del Sistema y será el utilizado por el mismo para reportar la información relativa a las unidades de acuerdo con el Reglamento (UE) 543/2013 de la Comisión, de 14 de junio de 2013, sobre la presentación y publicación de datos de los mercados de la electricidad y el Reglamento (UE) 1227/2011 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2011, sobre la integridad y la transparencia del mercado mayorista de la energía (REMIT).

A efectos de la organización establecida en este anexo de las unidades de programación y físicas para el proceso de la programación se entenderá por:

Instalación de producción o de almacenamiento a cada clave diferenciada del correspondiente Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica.

Instalación híbrida: término utilizado en este anexo para referirse a una instalación de producción de electricidad que incorpora varias tecnologías siempre que al menos una de ellas utilice una fuente de energía primaria renovable o incorpore instalaciones de almacenamiento. A efectos de la consideración de una instalación como híbrida en lo relativo al proceso de programación a que se refiere este anexo, al menos dos elementos de la instalación híbrida entre módulos de generación o instalaciones de almacenamiento deben ser mayores de 1 MW.

Asimismo, las instalaciones a las que les sea de aplicación un régimen retributivo específico que normativamente requiera de una medida de cumplimiento individualizado no podrán constituirse como instalación híbrida en los términos definidos en el párrafo anterior, a los efectos del proceso de programación.

Agrupación: conjunto de instalaciones que cumple con los requisitos recogidos en el artículo 7 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de

producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

Grupo térmico: se entiende bajo el término de grupo térmico el constituido por un conjunto de uno o más generadores eléctricos basados en motores térmicos y acoplados mecánica o térmicamente, pudiendo estar dispuestos sobre ejes diferentes y que comparten el mismo nudo de conexión a la red de transporte o a la red de distribución.

Unidad física con localización eléctrica específica: se considera unidad física con localización eléctrica específica aquella unidad que forme parte de una unidad de programación ya sea de generación, demanda o almacenamiento, que esté organizada de acuerdo con los criterios establecidos en este anexo en sus apartados 2.1 a), b) y c), 2.2 o 2.3 y que cuente con los siguientes atributos necesarios para establecer su localización eléctrica unívoca y visibilidad por parte del operador del sistema:

- desglose de programa si la unidad pertenece a una unidad de programación compuesta por más de una unidad física.
- información en tiempo real a través de una teled medida asociada de forma biunívoca de acuerdo con los criterios establecidos en el P.O.9.2.
- otras informaciones de carácter estructural provistas de forma obligatoria de acuerdo con los intercambios de información estructural con el operador del sistema como la tensión, el nudo de conexión a la red de la instalación o conjunto de instalaciones que la compongan y, en caso de conexiones con la red de distribución, el nudo de afección a la red de transporte.

Las unidades físicas con localización eléctrica específica relativas a ciclos combinados multiteje, módulos de generación e instalaciones de almacenamiento pertenecientes a instalaciones híbridas de potencia máxima superior o igual a 100 MW o híbridas con almacenamiento con capacidad de carga de la red, tendrán un tratamiento particularizado con respecto al resto de unidades físicas con localización eléctrica específica, regulado en los correspondientes procedimientos de operación, al tratarse de unidades físicas que en su conjunto forman parte de una única unidad de programación correspondiente a su vez con una única instalación en su conjunto.

Unidad física agregadora: se entiende por unidad física agregadora aquella unidad a través de la cual se gestionan instalaciones, ya sean de generación, demanda o almacenamiento, de forma conjunta y que no están asociadas con una localización eléctrica específica de forma unívoca, ya sea por los umbrales de potencia de la instalación o de las instalaciones que la componen de acuerdo con la organización en unidades físicas que regula este anexo o por cualquier otro supuesto recogido en la normativa de aplicación. La unidad de programación que contenga la unidad física agregadora tendrá a su vez carácter agregador y la relación entre ambas será biunívoca. Los distintos tipos de unidades físicas agregadoras se recogen en los apartados 2.1 c), 2.2 y 2.3 b) de este anexo.

Las unidades de programación serán gestionadas por los participantes en el mercado. En caso de que el participante del mercado sea distinto del titular de las instalaciones de producción o de almacenamiento:

- Si el participante del mercado es un representante en nombre ajeno (representación directa), deberá actuar con la unidad de programación del titular de las instalaciones de producción o de almacenamiento.
- Si el participante del mercado es un representante en nombre propio (representación indirecta) de instalaciones de potencia instalada superior a 1 MW o agrupaciones de instalaciones cuya suma de potencias instaladas sea superior a 1 MW, podrá actuar con una unidad de programación propia del representante o con la unidad de programación del titular de la instalación de producción o de almacenamiento.
- Si el participante en el mercado es representante de unidades de programación compuestas por una única unidad física agregadora, conforme a lo establecido en el

apartado 2.1.c de este anexo, únicamente podrá actuar con las unidades de programación propias del representante, con independencia del tipo de representación.

– Si el participante en el mercado es un comercializador de venta, deberá actuar con la unidad de programación de venta del comercializador.

La correcta configuración de las unidades de programación y de las unidades físicas, en cumplimiento con los criterios establecidos en este procedimiento de operación, así como las consecuencias de dicha configuración, serán responsabilidad propia de los participantes del mercado responsables de la gestión de las unidades.

El OS comunicará al correspondiente participante del mercado y a la CNMC cualquier irregularidad o incumplimiento por parte de los participantes del mercado en la configuración de las unidades de programación o de las unidades físicas que gestionen.

2. Organización de las unidades de programación

Los criterios para la organización de las unidades de programación localizadas en el sistema eléctrico peninsular español son:

2.1 Unidades de programación de generación.

a) Unidades de programación correspondientes a instalaciones de potencia máxima superior o igual a 100 MW (salvo UGH):

Se constituirá una única unidad de programación por cada instalación, entendiendo por instalación cada clave diferenciada del correspondiente Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica, de potencia máxima superior o igual a 100 MW.

Las unidades de programación serán clasificadas, atendiendo a la información sobre el tipo de producción o combustible principal obtenida del registro administrativo correspondiente.

En el caso de unidades de programación correspondientes a instalaciones híbridas, según la definición establecida en el punto 1 de este anexo, estas serán clasificadas de acuerdo con las distintas combinaciones posibles de hibridación detalladas a continuación y, a efectos del umbral de 100 MW se considerará la capacidad de acceso de la instalación híbrida en su conjunto:

Tipo de producción para UP híbrida

Híbrida renovable (exclusivamente módulos de generación renovables).
Híbrida renovable - térmica no renovable (módulos de generación renovables y módulos de generación térmicos no renovables).
Híbrida renovable - almacenamiento (módulos de generación renovables e instalaciones de almacenamiento).
Híbrida térmica no renovable con almacenamiento (módulos de generación térmicos no renovables e instalaciones de almacenamiento).
Híbrida renovable - térmica no renovable - almacenamiento (combinación de todas las anteriores).

Organización en Unidades Físicas (UF).

Con carácter general, cada unidad de programación estará formada por una única unidad física con localización eléctrica específica o en el caso de instalaciones híbridas, por tantas unidades físicas como módulos de generación (según su tipo de producción) o instalaciones de almacenamiento cuente el global de la instalación.

En el caso de centrales multiteje, como determinados grupos de ciclo combinado (X turbinas de gas más Y turbinas de vapor), estos integrarán tantas unidades físicas como número de motores térmicos los componen. Las centrales multiteje operarán en distintos modos de funcionamiento.

Los grupos térmicos multiteje hibridados contarán, así mismo, con unidades físicas adicionales correspondientes a los módulos de generación o instalaciones de almacenamiento, sin afectar estas UF a los modos de funcionamiento establecidos.

Modos de funcionamiento de centrales multiteje.

Se define como modo de funcionamiento cada una de las posibles combinaciones de turbinas de gas y de turbinas de vapor de las unidades de producción correspondientes a la tecnología de ciclo combinado, que hayan sido notificadas y cuyo funcionamiento efectivo haya sido verificado ante el OS.

El modo de funcionamiento de cada unidad de producción de la tecnología de ciclo combinado se determinará de acuerdo con el programa de entrega de energía de la unidad de programación asociada a dicha unidad de producción, los datos estructurales facilitados al OS por el titular de la unidad de programación para cada modo de funcionamiento y, en su caso, cuando un mismo programa de entrega de energía pueda ser proporcionado con más de un modo de funcionamiento, mediante el correspondiente desglose en unidades físicas del programa de entrega de energía de la unidad de programación, enviado al OS por el participante en el mercado titular de la unidad de programación.

En caso de que el modo de funcionamiento de la unidad de producción no se pueda determinar unívocamente mediante el programa o, en su caso, el desglose del programa de la unidad de programación, el OS considerará para dicha unidad de programación el modo de funcionamiento específico que mejor se adecúe a las necesidades que la seguridad del sistema requiera en cada momento.

b) Unidades de programación correspondientes a unidades de gestión hidráulica.

Se constituirá una única unidad de programación por cada conjunto de instalaciones hidroeléctricas que pertenezcan a una misma unidad de gestión hidráulica (UGH).

Cada unidad de programación correspondiente a una UGH estará compuesta por varias unidades físicas con localización eléctrica específica. Se considerará como unidad física a cada instalación hidroeléctrica, entendiéndose como tal, cada clave diferenciada del registro administrativo en el que se encuentre inscrita la instalación. En caso de instalaciones menores de 1 MW podrán formar parte de la misma unidad física siempre y cuando tengan la misma localización eléctrica específica y unívoca, aunque sean diferentes claves del registro administrativo.

Podrán integrarse en una misma UGH todas las unidades físicas que cumplan simultáneamente las siguientes condiciones:

i. Pertenecer a un mismo titular o a titulares representados por el mismo participante en el mercado en nombre propio (representación indirecta). En caso de propiedad compartida, se considerará titular al sujeto que tenga atribuida la explotación según lo acordado entre las partes.

ii. Pertenecer a la misma cuenca hidrográfica, según se define en el artículo 16 del Real Decreto Legislativo 1/2001, de 20 de julio, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Aguas. En el caso de que por la aplicación de esta condición resultaran agrupaciones de tamaño inferior a 1.000 MW, podrán sumarse a la agrupación, siempre que se respete el límite anterior, instalaciones hidroeléctricas que no cumplan dicha

condición, siempre que la potencia instalada de cada una de las instalaciones agregadas no supere los 200 MW y se cumpla al menos uno de los siguientes supuestos:

- La instalación se ubica en la misma demarcación geográfica, según se define en el artículo 16bis del Real Decreto Legislativo 1/2001, de 20 de julio, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Aguas;

- La instalación comparte el punto eléctrico de evacuación con otras instalaciones pertenecientes a la UGH desde antes de la entrada en vigor de esta disposición;

No obstante, podrán constituirse en una UGH excepcionalmente agrupaciones que no cumplan los criterios anteriores en casos debidamente justificados, en los que el cumplimiento de los criterios genere una manifiesta ineficiencia para la gestión de instalaciones de pequeño tamaño.

iii. Todas las instalaciones que se integren en una misma UGH deberán presentar un mismo régimen económico, con o sin retribución específica, de acuerdo con lo dispuesto en los artículos 14.7 y 14.7.bis de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

Cada instalación de bombeo puro constituirá por sí misma una unidad de gestión hidráulica, de acuerdo con lo dispuesto en el apartado 2.3.a de este anexo.

El titular o representante que desee constituir o modificar una UGH presentará su solicitud al operador del sistema. En los casos en los que la solicitud no cumpla con los criterios previstos en los apartados anteriores y cuando su aceptación esté excepcionalmente justificada, el operador del sistema informará a la CNMC con carácter previo a la constitución de la UGH, acompañando la comunicación de un informe justificativo.

A los efectos de comprobar el cumplimiento de las condiciones de constitución de la UGH, el operador del sistema podrá requerir al solicitante la información que considere oportuna, consignando un plazo de respuesta para dicho requerimiento de información de al menos diez días hábiles.

Mientras el expediente no se resuelva, el solicitante y las unidades físicas afectadas continuarán participando en el mercado de electricidad conforme a las unidades de programación vigentes.

c) Unidades de programación correspondientes a instalaciones de potencia máxima inferior a 100 MW (salvo UGH) o agrupaciones de instalaciones renovables (salvo UGH), de cogeneración y de residuos:

Con carácter general, para instalaciones cuya potencia máxima sea inferior a 100 MW y que utilicen fuentes de energía primaria renovable (salvo UGH), instalaciones de cogeneración e instalaciones que utilicen residuos como fuente de energía primaria, y sus hibridaciones, ya sean incorporando módulos de generación de electricidad o instalaciones de almacenamiento, se constituirá una única unidad de programación para la entrega de energía, por sujeto de liquidación responsable del desvío (BRP), participante en el mercado y tipo de producción, conforme a los tipos establecidos en el siguiente cuadro:

Tipo de producción UP	Tipo de producción UF
Gas Natural – Cogeneración.	
Derivados del petróleo o carbón.	
Energía residual de instalaciones no productoras de energía eléctrica.	
Solar fotovoltaica.	
Solar térmica.	
Eólica Terrestre.	

Tipo de producción UP	Tipo de producción UF
Eólica Marina.	
Hidráulica - No UGH.	Fluyente/Embalse.
Oceanotérmica, geotérmica.	
Biomasa.	
Biogás.	
Residuos domésticos y similares.	
Residuos varios.	
Subproductos minería.	
Híbrida renovable.	
Híbrida renovable - térmica no renovable.	
Híbrida renovable - almacenamiento.	
Híbrida térmica no renovable - almacenamiento.	
Híbrida renovable - térmica no renovable - almacenamiento.	

En su caso, estas instalaciones se clasificarán atendiendo a la información relativa a su tipo de producción principal, obtenida del registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica correspondiente. En caso de hibridación, la instalación se categorizará de acuerdo con los cinco tipos de producción híbridos según corresponda.

Adicionalmente, se deberán distinguir, de forma específica, tantas unidades de programación como sean necesarias, al objeto de poder diferenciar entre:

- Generación a la que le son de aplicación/no le son de aplicación los criterios de prioridad de despacho.
- Generación habilitada/no habilitada para la participación en los servicios de balance del sistema o en la fase II del proceso de solución de restricciones técnicas.

A través de estas UP se integrarán en el sistema, en su caso, las entregas de energía correspondientes a excedentes de energía no acogidos a compensación simplificada.

Organización en Unidades Físicas (UF).

Respecto a la organización de las UF que componen las UP de este apartado, los criterios que aplican con carácter general son los siguientes:

Dispondrán de unidad física con localización eléctrica específica y unívoca:

- Cada instalación o instalación híbrida de potencia instalada superior a 1 MW y potencia máxima inferior a 100 MW, de forma individual. En el caso de que las características específicas de alguna instalación hiciesen necesario su tratamiento individualizado por el Operador del Sistema, para una clave diferenciada con más de un CIL, se podrán dar de alta tantas unidades físicas como número de CIL asociados existan para esta clave.
- En el caso de instalaciones de potencia instalada inferior o igual a 1 MW, cada uno de los conjuntos de instalaciones, del mismo tipo de producción, participante en el mercado y BRP, que pertenezcan a la misma agrupación y siempre que la suma de las potencias instaladas sea superior a 1 MW. En este caso, si estas instalaciones se encontraran en la misma agrupación que otra instalación superior a 1 MW, participante en el mercado y BRP, el conjunto se podrá constituir en una única UF diferenciada.

Dispondrán de una única unidad física agregadora por unidad de programación de carácter agregador, sin localización eléctrica específica y unívoca, por tipo de producción, participante en el mercado y BRP, que englobará:

- Tanto a las instalaciones individuales que no forman parte de una agrupación de potencia instalada inferior o igual a 1 MW.
- Como a los conjuntos de instalaciones de la misma agrupación cuya suma de potencia instalada sea inferior o igual a 1 MW, del mismo tipo de producción, participante en el mercado y BRP.

Tratamiento individualizado de instalaciones por razones de seguridad.

Con carácter excepcional, en el caso de que por relevancia para la operación y seguridad del sistema las características específicas de alguna instalación o conjunto de instalaciones hiciesen necesario su tratamiento individualizado por el OS o por el gestor de la red de distribución:

- Las instalaciones o conjunto de instalaciones integradas en unidades físicas agregadoras podrán pasar a disponer de unidades físicas con localización eléctrica específica propias diferenciadas.
- Las instalaciones o conjunto de instalaciones pertenecientes a una misma agrupación, mismo tipo de producción, participante en el mercado y BRP, cuya suma de potencia instalada sea superior a 1 MW podrán constituirse en una unidad de programación individual, con una o varias unidades físicas con localización eléctrica específica.
- Asimismo, con carácter excepcional, el OS o el gestor de la red de distribución, podrá solicitar que una unidad de programación se constituya en unidades físicas equivalentes, de acuerdo con los criterios de desglose de programas que haya establecido el OS de forma específica para dicha unidad de programación, al objeto de que esta información pueda ser tenida en cuenta en los análisis de seguridad del sistema. Estos criterios podrán ser función de las características de las diferentes unidades de programación, pudiendo definir el OS o el gestor de la red de distribución para este objetivo, unidades equivalentes que engloben un conjunto de unidades físicas de potencia inferior a un cierto valor, desgloses por tecnologías, desgloses por nudos del modelo de red utilizado por el OS o por el gestor de la red de distribución en los análisis de seguridad, y combinaciones de las anteriores.

En caso de solicitud de tratamiento individualizado por necesidades del gestor de la red de distribución, la modificación debe realizarse de común acuerdo con el OS y respetando los criterios generales que permitan desarrollar adecuadamente los procesos de operación y liquidación de estas nuevas unidades.

- d) Toma de energía por productores para consumos propios.

Cada participante del mercado podrá ser titular de una única unidad de programación para la toma de energía para sus consumos de sus instalaciones de generación, entendiéndose por consumos propios de generación los definidos en el artículo 3. j) de la Circular 3/2020, de 15 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad.

En el caso de las unidades de programación pertenecientes a los apartados 2.1.a y 2.1.b de este anexo, cada participante en el mercado que opte por disponer de este tipo de unidades deberá ser titular de una unidad de programación para toma de energía para los consumos propios por cada una de las unidades de programación asociadas.

La adquisición de energía por productores para consumos propios se realizará cuando el saldo neto por periodo de programación de energía sea consumidor.

2.2 Unidades de programación de demanda.

a) Toma de energía por comercializadores.

Cada comercializador en mercado será titular de una única unidad de programación para el conjunto de sus suministros dentro del sistema eléctrico peninsular español que incluirá, en su caso, los excedentes de energía procedentes de instalaciones de consumo acogidas a compensación simplificada.

En caso de participación en los servicios de balance, el comercializador deberá disponer de las unidades de programación específicas habilitadas para la participación en los servicios de balance del sistema.

Las unidades de programación habilitadas para participar en los servicios de balance del sistema estarán formadas por:

- Una unidad física con localización eléctrica específica integrada por cada uno de los CUPS de potencia contratada mayor de 1 MW.
- Una única unidad física agregadora para el conjunto de CUPS de potencia contratada menor o igual a 1 MW.

Las unidades de programación definidas en este apartado podrán incorporar instalaciones de almacenamiento asociadas a instalaciones de consumo.

Las unidades de programación de demanda de comercializadores deberán constituir una unidad física integrada por cada uno de los CUPS de potencia contratada mayor de 1 MW con localización eléctrica específica en caso de participación en el proceso de solución de restricciones técnicas.

b) Toma de energía por consumidores directos en mercado.

Cada participante en el mercado que actúe como consumidor directo será titular de una única unidad de programación para el conjunto de sus suministros dentro del sistema eléctrico peninsular español de los que sea sujeto de liquidación responsable del balance con la misma fiscalidad del Impuesto Especial sobre la Electricidad.

Cada representante por cuenta ajena y en nombre propio (representación indirecta) ante el Operador del Sistema y el operador del mercado de un consumidor directo en mercado, será titular de una única unidad de programación para el suministro a todos sus consumidores directos en mercado representados dentro del sistema eléctrico peninsular español con la misma fiscalidad del Impuesto Especial sobre la Electricidad.

Cada representante por cuenta ajena y en nombre propio (representación indirecta) ante el Operador del Sistema y con representación por cuenta ajena y en nombre del representado (representación directa) ante el operador del mercado de un consumidor directo en mercado, podrá utilizar las unidades de programación con las que actuaría el consumidor directo en mercado.

En caso de participación en los servicios de balance, el participante en el mercado deberá disponer de otra unidad de programación específica habilitada para la participación en los servicios de balance del sistema.

Las unidades de programación habilitadas para participar en los servicios de balance del sistema estarán formadas por:

- Una unidad física con localización eléctrica específica integrada por cada uno de los CUPS de potencia contratada mayor de 1 MW.
- Una única unidad física agregadora para el conjunto de CUPS de potencia contratada menor o igual a 1 MW.

Las unidades de programación definidas en este apartado podrán incorporar instalaciones de almacenamiento asociadas a instalaciones de consumo.

Las unidades de programación de demanda de consumidores directos en mercado deberán constituir una unidad física integrada por cada uno de los CUPS de potencia

contratada mayor de 1 MW con localización eléctrica específica en caso de participación en el proceso de solución de restricciones técnicas.

2.3 Unidades de programación de almacenamiento y unidades de programación híbridas con almacenamiento con capacidad de carga de la red.

a) Instalaciones hidráulicas de bombeo.

Las instalaciones hidráulicas de bombeo no hibridadas tendrán unidades de programación diferenciadas para las entregas y las tomas de energía.

Se constituirá una única unidad de programación para la entrega de energía del conjunto de grupos de bombeo asociados a una central reversible de bombeo puro o mixto que evacúe en un determinado nudo de la red de transporte o de la red de distribución no integrada en una UGH.

Las entregas de energía de instalaciones de bombeo integradas en una UGH se realizarán a través de la unidad de programación de la UGH.

Cada unidad de programación para entrega de energía estará compuesta por tantas unidades físicas con localización eléctrica específica como grupos de bombeo tenga asociados, entendiendo como grupo de bombeo, cada clave diferenciada del registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica correspondiente.

Adicionalmente, cada participante del mercado será titular de una única unidad de programación para la toma de energía para el consumo de bombeo del conjunto de grupos conectados en un mismo nudo de la red de transporte o la red de distribución.

Esta unidad de programación para la toma de energía estará compuesta por tantas unidades físicas con localización eléctrica específica como grupos de bombeo integran la unidad de programación, entendiendo como tal, cada clave diferenciada del registro administrativo correspondiente.

b) Instalaciones de almacenamiento no hidráulicas.

Las instalaciones de almacenamiento no asociadas a instalaciones de generación o de demanda tendrán unidades de programación diferenciadas para las entregas y las tomas de energía.

Así, se constituirá una única unidad de programación por BRP y participante en el mercado para la entrega de energía del conjunto de instalaciones de almacenamiento no asociadas a instalaciones de generación o demanda.

Adicionalmente, se constituirá una única unidad de programación por BRP y participante en el mercado para la toma de energía del conjunto de instalaciones de almacenamiento no asociadas a instalaciones de generación o demanda.

Cada una de las unidades de programación estará compuesta por tantas unidades físicas con localización eléctrica específica como instalaciones integran la unidad de programación, entendiendo como instalación, en su caso, cada clave diferenciada del registro administrativo correspondiente, o, según se determine en la normativa de aplicación.

En caso de instalaciones de potencia máxima mayor o igual a 100 MW o instalaciones consideradas relevantes para la seguridad del sistema, el OS, o el gestor de la red de distribución de forma coordinada con el OS, podrá solicitar, adicionalmente a los criterios establecidos (BRP y participante en el mercado), la creación de unidades de programación específicas en función de su localización en un determinado nudo de la red de transporte o de la red de distribución.

Cada una de las unidades de programación estará compuesta por tantas unidades físicas como instalaciones integran la unidad de programación, entendiendo como instalación, en su caso, cada clave diferenciada del registro administrativo correspondiente, o, según se determine en la normativa de aplicación.

c) Unidades de programación híbridas con almacenamiento con capacidad de carga de la red.

Las instalaciones híbridas que incorporen instalaciones de almacenamiento con capacidad de toma de energía de la red deberán establecer una unidad de programación de compra que se corresponderá de forma unívoca con una única unidad de programación de venta de la instalación híbrida.

Cada una de las unidades de programación de compra estará compuesta por tantas unidades físicas de compra como unidades físicas de venta correspondientes a instalaciones de almacenamiento de la instalación híbrida con almacenamiento integran la unidad de programación.

2.4 Unidades de programación de importación y exportación de energía.

a) Unidades de programación para la importación de energía:

Los participantes en mercado que actúen como comercializadores podrán disponer de una única unidad de programación para la integración en el mercado de la energía importada por cada una de las interconexiones internacionales.

En el caso de importaciones de energía desde países no comunitarios será necesaria la correspondiente autorización administrativa para la importación de energía.

b) Unidades de programación para la exportación de energía:

Los participantes en mercado que actúen como comercializadores podrán disponer de una única unidad de programación para la integración en el mercado de la energía exportada por cada una de las interconexiones internacionales.

En el caso de exportaciones de energía desde países no comunitarios será necesaria la correspondiente autorización administrativa para la exportación de energía.

2.5 Adquisición de energía en el mercado para el suministro de energía desde el sistema eléctrico peninsular al sistema eléctrico balear.

Cada participante en el mercado autorizado para la adquisición de energía en el sistema eléctrico peninsular para el sistema eléctrico balear será titular de una unidad de programación para la integración en el mercado del programa de energía a través del enlace entre el sistema eléctrico peninsular y el sistema eléctrico balear.

2.6 Unidades de programación genéricas.

Cada participante en el mercado podrá solicitar disponer de una única unidad de programación genérica. Con dicha unidad el participante en el mercado podrá programar todas las entregas o tomas de energía en cartera, para:

- La notificación del uso de la capacidad asignada en subastas explícitas de largo plazo (anual y mensual) en la interconexión entre España y Francia.
- Nominación del contrato bilateral correspondiente, en caso de aplicación de las subastas de respaldo por desacoplamiento de mercados en horizonte diario.
- La integración en el mercado de la energía comprometida en contratos bilaterales físicos.

El saldo neto de todas las transacciones asociadas a unidades de programación genéricas en el programa PDBF deberá ser nulo. A tal efecto, los participantes en el mercado podrán participar en el mercado diario o realizar los correspondientes contratos bilaterales antes y después del mercado diario.

2.7 Unidades de programación portfolio.

Cada participante en el mercado podrá solicitar disponer, para cada una de sus actividades, de una unidad de programación portfolio de venta y de una unidad de

programación porfolio de compra para la gestión de entregas o adquisición de energía en porfolio en el mercado intradiario continuo.

Estas unidades se verán reflejadas en los programas publicados por el OS en aquellos casos en que los resultados de la ronda del continuo incorporen unidades de porfolio sin desagregar.

ANEXO III

Contratos bilaterales con entrega física

Los contratos bilaterales con entrega física podrán ser establecidos entre dos participantes en el mercado utilizando las unidades de programación establecidas en el anexo II.

1. *Declaración de alta de contratos bilaterales ante el operador del sistema*

La declaración de contratos bilaterales al OS se realizará desde la página Web privada de eSIOS. Tras la solicitud de alta del contrato bilateral a través de la página Web privada del OS, el OS revisará si la información sobre el mismo es correcta y completa y procederá a comunicar la fecha de alta de este al PM solicitante.

Existen los siguientes tipos de contratos bilaterales:

– Internacionales:

a. Antes del mercado diario: mediante estos contratos se nominan los derechos de la capacidad adquirida a largo plazo en las interconexiones en las que existe un método de asignación de capacidad a largo plazo y se establecen contratos bilaterales internacionales en aquellas interconexiones en las que no existe un mecanismo coordinado de asignación de capacidad. Se nominan antes del mercado diario y deberán presentar el mismo valor de programa durante los cuatro cuartos de una hora.

b. Después del mercado diario: En caso de desacoplamiento de los mercados diarios y celebración de subasta diaria de respaldo (SDR). Las nominaciones de estos contratos pueden presentar valores de programa diferentes para cada período de programación cuartohorario.

– Internos dentro del sistema eléctrico peninsular español: se realizan entre unidades de generación y unidades de demanda localizadas en el sistema eléctrico peninsular español. Pueden ser nominados antes y después del mercado diario y pueden presentar valores de programa diferentes para cada período de programación cuartohorario.

– Entre comercializadoras: Estos contratos sólo se pueden nominar después del mercado diario, una vez que el comercializador ha adquirido en el mercado diario la energía que posteriormente será vendida a la otra empresa comercializadora y pueden presentar valores de programa diferentes para cada período de programación cuartohorario.

2. *Nominación de contratos bilaterales*

La nominación de los contratos bilaterales se realiza en el horizonte diario de programación conforme a lo establecido en este procedimiento y deberá respetar los horarios de comunicación al OS fijados en el mismo.

Desde la fecha de alta comunicada por el operador del sistema, los participantes del mercado podrán proceder a la nominación del contrato bilateral para su integración en el Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF).

Estas nominaciones podrán ser directas o indirectas, según se haya acordado entre las partes y comunicado al OS en el proceso de declaración de alta del contrato bilateral.

– Nominaciones directas: ambos participantes del mercado deberán realizar la nominación de los programas de energía de sus correspondientes unidades de programación.

– Nominaciones indirectas: previa notificación al OS, sólo uno de los participantes en el mercado deberá realizar la nominación de programa correspondiente a ambas unidades de programación.

ANEXO IV

Solución de anomalías y gestión de reclamaciones en el ámbito del proceso de programación

1. Solución de anomalías y republicación de correcciones

Una vez publicados los resultados de los procesos de programación y asignación de ofertas de los distintos mercados de servicios de ajuste del sistema el OS realizará un seguimiento y control de los resultados y publicaciones del proceso de programación.

Si a lo largo de este proceso se identificara una anomalía, el OS, en los casos que sea posible, podrá realizar la correspondiente republicación con posterioridad a las secuencias establecidas en el proceso de programación, informando a la CNMC y a los participantes del mercado de la causa de la anomalía y de la corrección realizada.

2. Reclamaciones en el ámbito del proceso de programación

2.1 Presentación de reclamaciones.

Asimismo, los participantes en el mercado podrán presentar reclamaciones ante el OS a través de la aplicación específica determinada por el OS en caso de discrepancia con las publicaciones resultados de los diferentes procesos en el ámbito de la programación de la operación.

Sin perjuicio de que el participante del mercado pueda adelantar la información que estime oportuna a través de comunicación telefónica o correo electrónico, será necesario, en cualquier caso, la existencia de una comunicación formal expresa a través de la aplicación específica determinada por el OS, para su consideración como reclamación formal.

2.2 Resolución de reclamaciones.

En aquellos casos en los que se verifique la existencia de una incidencia, y ésta pueda ser corregida sin afectar de forma importante al proceso de programación, el OS, en coordinación con el OM y los OS vecinos, realizará las actuaciones oportunas para su resolución y, en su caso, procederá a la publicación de una nueva versión del mensaje correspondiente al proceso de programación afectado, manteniendo informados en todo momento a los PM de estas actuaciones, a través de la Web privada de eSIOS.

En el caso de darse esta situación, el OS adoptará sus mejores esfuerzos para que la secuencia de operaciones se realice a la mayor brevedad posible.

Los plazos de reclamación que permiten resolver la reclamación mediante la repetición de procesos diarios son los siguientes:

– A partir de la puesta a disposición del PDBF, los PM dispondrán de un período máximo de 30 minutos para formular posibles reclamaciones al OS. En aquellos casos excepcionales, de retrasos en la publicación del PDBF, u otras circunstancias que así lo hiciesen necesario, el OS podrá reducir la duración del periodo de recepción de posibles reclamaciones al programa PDBF, hasta un tiempo mínimo de 15 minutos, informando previamente de esta reducción de plazo a través de la Web privada de eSIOS.

– A partir de la puesta a disposición del PDVP, los PM dispondrán de un período máximo de 10 minutos para formular posibles reclamaciones al OS.

– A partir de la puesta a disposición de la asignación diaria de capacidad reactiva adicional, los participantes en el mercado dispondrán de un período máximo de 30 minutos para formular posibles reclamaciones al OS.

– A partir de la puesta a disposición de la asignación diaria de reserva de regulación secundaria, los participantes en el mercado dispondrán de un período máximo de 30 minutos para formular posibles reclamaciones al OS. En aquellos casos excepcionales, de retrasos en la publicación de la asignación de reserva secundaria, u otras circunstancias que así lo hagan necesario, el OS podrá reducir la duración del periodo de recepción de posibles reclamaciones a la asignación de reserva secundaria, hasta un tiempo mínimo de 15 minutos, e informando previamente de esta reducción del plazo a través de la Web privada de eSIOS.

Para los procesos realizados en el horizonte intradiario y tiempo real no se recogen explícitamente plazos de reclamación para la repetición del proceso, aplicando en todo caso, que el OS, desde el momento de recepción de la reclamación, evaluará la posibilidad de repetición del proceso, o en su caso, de proceder a una corrección a posteriori mediante la republicación de los correspondientes mensajes.

2.3 Respuesta a la reclamación.

El OS gestionará en un plazo no superior a cinco días hábiles siguientes al de la fecha de recepción de la reclamación, la comunicación de la resolución de la reclamación al participante del mercado que ha presentado la misma o, en su caso, la notificación a la CNMC de una declaración de error en una oferta asignada. No obstante, se podrá disponer de un plazo mayor, previa justificación.

La gestión de reclamaciones (comunicación de respuesta y, en su caso, comunicación de republicación de ficheros) en el ámbito del proceso de programación se realizará también a través de la aplicación específica determinada por el OS.

2.4 Cierre de la reclamación.

En caso de que la reclamación haya sido resuelta finalmente como desestimada, el participante del mercado dispondrá de un plazo máximo de tres días hábiles para comunicar su conformidad o disconformidad con la misma. Al finalizar dicho plazo, la reclamación quedará cerrada con la conformidad o disconformidad del participante del mercado que la presentó. De no mediar dicha comunicación en el plazo indicado, se entenderá su conformidad.

Los conflictos que puedan surgir con relación a una reclamación con disconformidad se resolverán de acuerdo con lo establecido en el artículo 12 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y en el artículo 30.3 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, o normativa que lo modifique.

3. Régimen del proceso de programación

El operador del sistema no responderá de las consecuencias de las actuaciones en las que intervengan los participantes del mercado o terceros, ni de las derivadas de la aplicación de los procedimientos de operación y de los sistemas informáticos y de comunicación del Operador del Sistema. Tampoco responderá el operador del sistema de las consecuencias derivadas de circunstancias que se encuentren fuera de su control directo, de los casos de fuerza mayor o de carácter fortuito, de las consecuencias indirectas de las actuaciones y operaciones desarrolladas en el mercado de producción de energía eléctrica ni de los riesgos derivados del funcionamiento de este.

Asimismo, cuando en el ámbito de los sistemas informáticos o de comunicación del operador del sistema, éste identificase alguna incidencia ocasionada por los participantes del mercado mediante la utilización de sus certificados digitales previstos en el P.O. 9.1 y que pudiera poner en riesgo la integridad de tales sistemas informáticos

o de comunicación, pudiendo afectar al correcto funcionamiento del mercado y/o de la operación del sistema eléctrico español, el operador del sistema podrá realizar las actuaciones necesarias para suspender temporalmente aquellos certificados, canales de intercambios de datos o de comunicación informática. Dicha suspensión será comunicada previamente al participante del mercado responsable de la incidencia, siempre que las circunstancias lo permitan, o mediante una comunicación inmediata posterior y durará hasta la resolución de la incidencia por parte del participante del mercado.

ANEXO V

Mecanismo de declaración de errores en las ofertas presentadas y asignadas en los servicios de ajuste del sistema

1. Solicitud de corrección de oferta presentada por error y asignada

Los participantes en el mercado podrán declarar al OS la existencia de errores en las ofertas presentadas y asignadas a los diferentes servicios de ajuste del sistema, siempre que esta declaración de responsabilidad por un error del participante del mercado se produzca con anterioridad al avance de la liquidación inicial provisional segunda del periodo reclamado.

La declaración de responsabilidad por el error y la solicitud de corrección de la oferta se realizará por parte del participante del mercado a través de la aplicación específica determinada por el OS.

2. Criterios de aceptación de la solicitud de corrección

En el caso de declaración de un error en las ofertas, el operador del sistema lo tendrá en cuenta en la liquidación si la subsanación del error conllevara un mayor coste o una reducción de ingresos para el declarante, sin impacto económico negativo sobre otros sujetos proveedores.

En caso contrario, si la subsanación conllevara un beneficio para el sujeto o afectase negativamente a otros proveedores, el operador del sistema lo comunicará a la CNMC para su resolución.

3. Subsanación del error

La subsanación del error se realizará a posteriori mediante la republicación de los correspondientes mensajes y la comunicación a los participantes del mercado a través de la aplicación específica determinada por el OS.

ANEXO VI

Validación de nominaciones de programa

1. Validación de nominaciones de programas del mercado diario

El OS verificará la coherencia de las nominaciones de programas realizadas por los participantes en el mercado y la información referente a los resultados de la contratación de energía en el mercado diario recibida del OM.

En caso de que como consecuencia de la agregación de la contratación en el mercado diario y de la contratación bilateral, una unidad de programación de comercialización resultara con un programa vendedor, se procederá del modo siguiente:

a) Se ordenarán los contratos bilaterales entre comercializadoras en los que participe la unidad de programación de comercialización en orden creciente atendiendo a su volumen de energía diario.

b) Se retirarán los contratos bilaterales en el orden indicado hasta que el programa de la unidad de comercialización resulte nulo o comprador en todos los períodos de programación.

Asimismo, si como resultado de esta verificación fuese detectada alguna disparidad, entre las nominaciones enviadas por los participantes del mercado asociados a las unidades de programación o entre éstas y el resultado de la casación facilitado por el OM, se procederá, en función del caso, según lo siguiente:

- Unidades de programación con programa de energía asociado a la ejecución de contratos bilaterales: se considerará el valor mínimo de los programas resultantes de las comunicaciones realizadas por los diferentes participantes del mercado identificados como contrapartes en dicho contrato.

- Unidades de programación con programa de energía asociado a la contratación en el mercado diario de producción que forman parte junto a otras unidades de programación de una misma unidad de oferta: en aquellos casos en los que el OS no haya recibido la nominación de programas de las unidades de programación integradas en una misma unidad de oferta, o bien habiéndose recibido dicha nominación, el valor total nominado fuese distinto del programa de la correspondiente unidad de oferta comunicado por el OM, se procederá como sigue:

- i. Se ordenarán las unidades de programación en orden decreciente atendiendo a su valor de potencia máxima.

- ii. Respetando la ordenación del punto 1 anterior se irán asignando a las unidades de programación, valores de programa hasta un valor en el límite igual a la potencia máxima de cada unidad de programación y así hasta asignar el total del programa de la unidad de oferta asociada.

- iii. Si una vez asignados los programas a todas las unidades de programación, conforme al punto 2 anterior no se hubiera asignado aún el programa de la unidad de oferta en su totalidad, la diferencia que reste se asignará a la unidad de programación con mayor valor de potencia máxima.

2. Validación de nominaciones de programas en el mercado intradiario

2.1 Subastas del mercado intradiario.

En el caso de que la unidad de oferta tenga varias unidades de programación, y bien no se haya recibido la nominación de programas de las unidades de programación que la componen, o disponiéndose de las nominaciones de programa de estas unidades de programación, el valor total nominado sea distinto del programa de la unidad de oferta asociada comunicado por el OM para la correspondiente sesión del MI de subastas, se procederá como sigue, distinguiéndose entre estos dos posibles casos:

a) La unidad de oferta vende energía en el MI de subastas:

- i. Se ordenarán las unidades de programación en orden decreciente atendiendo a su valor de potencia máxima.

- ii. Respetando la ordenación del punto 1 anterior, se irá asignando a las unidades de programación, valores de programa hasta un valor en el límite igual a la potencia máxima o al límite de potencia máximo establecido, en su caso, por seguridad del sistema de cada unidad de programación y así hasta asignar el total del programa de la unidad de oferta asociada.

- iii. Si una vez asignados los programas a todas las unidades de programación, conforme al punto 2 anterior no hubiera sido asignado el programa de la unidad de oferta en su totalidad, la diferencia que reste se asignará a la unidad de programación con un mayor valor de potencia máxima.

- b) La unidad de oferta recompra energía en el MI:
- Se ordenarán las unidades de programación en orden decreciente atendiendo a su valor de energía programada.
 - Respetando la ordenación del punto 1, se irá reduciendo la energía de las unidades de programación hasta un valor igual a cero o igual al del límite de potencia mínimo establecido, en su caso, por seguridad del sistema o hasta asignar el total del programa de la unidad de oferta asociada casado en la correspondiente sesión del MI de subastas.

2.2 Mercado intradiario continuo.

Se realizará la validación de las nominaciones de programa de los resultados del MIC de forma que, en el caso de que la unidad de oferta tenga varias unidades de programación, y bien no se haya recibido la nominación de programas de las unidades de programación que la componen, o disponiéndose de las nominaciones de programa de estas unidades de programación, el valor total nominado sea distinto del programa de la unidad de oferta asociada comunicado por el OM para la correspondiente ronda del mercado intradiario continuo, se procederá como sigue, distinguiéndose entre estos dos posibles casos:

- a) La unidad de oferta vende energía en el mercado intradiario continuo:
- Se ordenarán las unidades de programación en orden decreciente atendiendo a su valor de potencia máxima.
 - Respetando la ordenación del punto 1 anterior, se irá asignando a las unidades de programación, valores de programa hasta un valor en el límite igual a la potencia máxima o al límite de potencia máximo establecido, en su caso, por seguridad del sistema de cada unidad de programación y así hasta asignar el total del programa de la unidad de oferta asociada.
 - Si una vez asignados los programas a todas las unidades de programación, conforme al punto 2 anterior no hubiera sido asignado el programa de la unidad de oferta en su totalidad, la diferencia que reste se asignará a la unidad de programación con un mayor valor de potencia máxima.
- b) La unidad de oferta recompra energía en el mercado intradiario continuo:
- Se ordenarán las unidades de programación en orden decreciente atendiendo a su valor de energía programada.
 - Respetando la ordenación del punto 1, se irá reduciendo la energía de las unidades de programación hasta un valor igual a cero o igual al del límite de potencia mínimo establecido, en su caso, por seguridad del sistema o hasta asignar el total del programa de la unidad de oferta asociada.

P.O.7.2 REGULACIÓN SECUNDARIA

Primero. Se modifica el apartado 5.1 Requisitos de reserva de regulación secundaria, que queda redactado del siguiente modo:

«5.1 Requisitos de reserva de regulación secundaria.

El OS determinará y comunicará diariamente a los participantes en el mercado la reserva de regulación secundaria a subir y a bajar requeridas en el sistema eléctrico peninsular español para cada período de programación cuartohorario del día siguiente.

Dichos requisitos de reserva de regulación secundaria, llamados nominales, serán publicados diariamente según lo establecido en el procedimiento de operación referente al proceso de programación.

La información comunicada a los participantes del mercado se compondrá de los siguientes datos:

- Requisitos de reserva a subir en el sistema RSSUBqh (MW).
- Requisitos de reserva a bajar en el sistema RSBAJqh (MW).

Donde qh es el índice del periodo de programación cuartohorario correspondiente.»

Segundo. Se modifica el apartado 5.4 Mecanismo de reducción de la reserva contratada por seguimiento de instrucciones del OS en tiempo real, que queda redactado del siguiente modo:

«5.4 Mecanismo de reducción de la reserva contratada por seguimiento de instrucciones del OS en tiempo real.

La aplicación del mecanismo de solución de restricciones técnicas en tiempo real sobre unidades de programación incluidas en el proveedor podría dar lugar a incumplimientos de los compromisos adquiridos debido a la contratación de reserva de regulación secundaria, por causas ajenas al propio sujeto participante proveedor del servicio.

Asimismo, la asignación de regulación terciaria por aplicación del Mecanismo Excepcional de Resolución (MER), según lo establecido en los procedimientos de operación, puede ocasionar al proveedor asociado, al que pertenecen las unidades de programación a las que aplica el citado MER, una pérdida total o parcial de la reserva de regulación secundaria comprometida.

En estas situaciones, y dado que la asignación de la reserva y la prestación del servicio se realiza a nivel de proveedor y no de unidad de programación, en caso de disponer de reserva adicional de regulación secundaria suficiente, el proveedor del servicio podrá hacer frente a los compromisos de reserva de regulación secundaria previamente adquiridos con otras de sus unidades de programación que forman el proveedor.

No obstante, si el proveedor del servicio no dispone de medios adicionales suficientes, se establece la aplicación de un mecanismo específico que permite al proveedor solicitar la reducción de la reserva de regulación secundaria comprometida, con objeto de evitar incumplimientos en la prestación del servicio de regulación secundaria.

La solicitud de reducción de reserva contratada se realizará por el participante del mercado responsable del proveedor al que pertenece la UP afectada y su aceptación estará condicionada al cumplimiento de los siguientes requerimientos:

- La solicitud de reducción de reserva aplica a uno o varios periodos de programación completos donde el proveedor tiene una UP afectada por un límite de seguridad por restricciones en tiempo real.
- Deberá ser recibida por parte del OS en los plazos determinados en el procedimiento de operación por el que se establece el proceso de programación.
- El volumen de desasignación de reserva solicitado en cada sentido será menor o igual a la potencia habilitada de la UP afectada en el sentido respectivo.

Se rechazarán las solicitudes de reducción que no cumplan alguna de las condiciones anteriores. Una vez validada por el OS la reducción de reserva de regulación secundaria, se generarán las desasignaciones correspondientes, las cuales llevarán asociadas un precio igual al marginal del mercado de reserva de regulación secundaria vigente para el sentido y período de programación cuartohorario correspondiente.

En caso de que desaparezcan las causas que provocaron la aplicación del mecanismo de reducción de la reserva, previa solicitud del sujeto responsable del

proveedor del servicio se podrá restituir total o parcialmente la reserva comprometida inicialmente a partir del momento de la aceptación de esta acción.

Será responsabilidad del proveedor del servicio actualizar las ofertas de energía de regulación secundaria, de acuerdo con la reducción y/o restitución de reserva validada por el OS.

Durante este proceso se actualizarán y enviarán los coeficientes de reparto necesarios para la activación del sistema transitorio de respaldo, en caso necesario, detallado en el anexo IV.»

Tercero. Se modifica el apartado 8.4 Configuración de respaldo en caso de desconexión de las plataformas PICASSO e IGCC, que queda redactado del siguiente modo:

«8.4 Configuración de respaldo en caso de desconexión de las plataformas PICASSO e IGCC.

Desde la conexión del sistema eléctrico peninsular español a la plataforma PICASSO, existe la posibilidad de desconexión de esta plataforma debido a cualquier fallo sobrevenido, como la indisponibilidad de la propia plataforma. En esta situación, el SRS seguirá funcionando en modo nacional con las siguientes precisiones:

- Se anulará la señal correctora procedente de la plataforma PICASSO. Si adicionalmente se produjera la desconexión de la plataforma IGCC, se anulará también la señal correctora correspondiente.

- El precio marginal de activación en cada ciclo de control será determinado por el algoritmo local de asignación, en lugar de ser determinado por la plataforma PICASSO.

- Estas situaciones de desconexión serán comunicadas a los participantes en el mercado.»

Cuarto. Se modifica el apartado 1.2.1 Comprobaciones durante el proceso de lectura de las ofertas del anexo I Ofertas en el mercado de reserva y en el mercado de energía secundaria, que queda redactado del siguiente modo:

«1.2.1 Comprobaciones durante el proceso de lectura de las ofertas.

Durante el proceso de lectura de las ofertas, se realizarán las siguientes validaciones, cuyo incumplimiento llevará consigo el rechazo de la oferta o bloques afectados:

- Las ofertas deberán respetar los precios técnicos máximos establecidos en el documento de intercambio de información con el Operador del Sistema.

- Los períodos de programación para los que se efectúa la oferta de reserva de regulación secundaria deben estar incluidos en el horizonte del mercado abierto vigente.

- No se aceptarán ofertas de proveedores no habilitados para regular.

- La suma del volumen de reserva ofertada de todos los bloques, en un periodo cuartohorario, no exceda la reserva habilitada del proveedor del servicio.

- El número de bloques enviados por sentido y periodo de programación es menor o igual a 25, pudiendo ser sólo uno de ellos indivisible.»

P.O.9.1 INTERCAMBIOS DE INFORMACIÓN RELATIVOS AL PROCESO DE PROGRAMACIÓN

Primero. Se modifica el apartado 1.9 Programas de generación y consumo del anexo I Intercambios de información del proceso de programación, que queda redactado del siguiente modo:

«1.9 Programas de generación y consumo.

El OS facilitará los programas correspondientes a los diferentes horizontes de programación con resolución cuartohoraria: Programa diario base de funcionamiento (PDBF), Programa diario viable provisional (PDVP), Programas Finales (PHF y PHFC) y el Programa operativo (P48 y ProgUP).

– En el plazo máximo de 90 minutos respecto a los horarios establecidos en el proceso de programación se facilitarán los programas agregados conforme a las categorías definidas en la documentación que detalla los intercambios de información entre OS y PM.

– Transcurrido un mes desde el día de programación, el OS facilitará la información correspondiente a los programas por participante en el mercado.

– A los 90 días respecto al día de programación, toda la información será pública por unidad de programación, sin nivel alguno de agregación.

Adicionalmente, el OS facilitará, el programa operativo (P48 y ProgUP) por unidad de programación, sin nivel alguno de agregación, en el plazo máximo de una hora desde su publicación.»

Segundo. Se modifica el apartado 1.10 Programas de intercambio internacionales del anexo I Intercambios de información del proceso de programación, que queda redactado del siguiente modo:

«1.10 Programas de intercambio internacionales:

En el plazo máximo de 90 minutos respecto a los horarios establecidos en el proceso de programación, el OS publicará los programas de intercambio internacionales establecidos por los PM en los diferentes horizontes de programación (PDBF, PDVP, PHF, PHFC, ProgUP y P48) por cada una de las interconexiones internacionales como resultado de:

– La participación en los mercados de energía.

– La gestión en las interconexiones en las que no existe un mecanismo coordinado de capacidad.

– La participación en las plataformas europeas de balance.

– La gestión coordinada de congestiones identificadas en las interconexiones en tiempo real y, en su caso, cualquier otro ajuste en tiempo real que modifique los programas de intercambio internacional establecidos por los PM.

Adicionalmente, el OS, o tercero habilitado, facilitará la información correspondiente a:

– Las rentas de congestión procedentes de la gestión de las interconexiones internacionales mediante mecanismos de acoplamiento de mercado o de participación en plataformas de balance con periodicidad diaria, o de subastas explícitas de acuerdo con el calendario de subastas explícitas.

– Antes del último día del mes siguiente al periodo de programación, los costes derivados de las acciones coordinadas de balance o aplicación de redespachos de energía en tiempo real que hayan sido necesarios aplicar para la solución de congestiones en las interconexiones.»

Tercero. Se elimina el apartado 1.13.1 Reservas de sustitución (RR, por sus siglas en inglés) del anexo I Intercambios de información del proceso de programación.

Cuarto. Se renumeran y modifican los apartados 1.13.2 Energía de regulación terciaria (mFRR) y 1.13.3 Energía de regulación secundaria (aFRR) del anexo I Intercambios de información del proceso de programación, que quedan redactados del siguiente modo:

«1.13.1 Energía de regulación terciaria (mFRR).

El OS publicará, a más tardar, 30 minutos después del correspondiente periodo de programación cuartohorario la siguiente información:

- Volumen total de energía de regulación terciaria asignada a subir y a bajar.
- Precios marginales cuartohorarios correspondiente a las activaciones programadas y directas de energía terciaria.
- Volumen total de energía de regulación terciaria a subir y a bajar asignada a los proveedores del servicio del sistema eléctrico peninsular español por la plataforma europea de regulación terciaria.
- Necesidades solicitadas y satisfechas del sistema eléctrico peninsular español, indicando el sentido (subir/bajar), el tipo de necesidad (inelástica/elástica) y tipo de activación (programada/directa). En el caso de las necesidades elásticas, de tipo programado, también se publicará la información del precio asociado.
- Precios marginales cuartohorarios correspondientes a la liquidación de las asignaciones programadas y directas de energía de regulación terciaria en el área correspondiente al sistema eléctrico peninsular español. Los precios marginales resultantes de cada asignación, a partir de los cuales se establece el precio de liquidación, estarán disponibles en la plataforma de transparencia de ENTSO-e para cada periodo de programación cuartohorario.

Asimismo, el OS facilitará los siguientes resultados del proceso de asignación de regulación terciaria:

- En el plazo máximo de tres días desde el día de publicación y agregados conforme apartado 1.9 de este anexo, incluyendo precios de asignación.
- Transcurrido un mes desde el día de programación, el OS facilitará la información correspondiente a los resultados por participante en el mercado.
- A los 90 días respecto al día de programación, toda la información será pública por unidad de programación, incluyendo precios de asignación y ofertas de regulación terciaria presentadas por los proveedores del servicio del sistema eléctrico peninsular español.

1.13.2 Energía de regulación secundaria (aFRR).

El OS publicará, a más tardar, 30 minutos después del correspondiente periodo de programación cuartohorario la siguiente información:

- Volumen total agregado de energía de regulación secundaria y precios medios ponderados a subir y a bajar correspondientes a la asignación del servicio de energía de regulación secundaria del sistema eléctrico peninsular español por cuarto de hora.
- Necesidades de energía de regulación secundaria del bloque de control correspondiente al sistema eléctrico peninsular español.
- Volumen total agregado de energía de regulación secundaria a subir y a bajar correspondientes a la asignación del servicio de energía de regulación secundaria del sistema eléctrico peninsular español por cuarto de hora.
- Precios medios ponderados a subir y a bajar correspondientes a la asignación del servicio de energía de regulación secundaria del sistema eléctrico peninsular español por cuarto de hora calculados teniendo en cuenta el precio

marginal determinado por la plataforma europea de balance aFRR (PICASSO). Adicionalmente, estos precios marginales por ciclo de control de energía de regulación secundaria asignada en el sistema eléctrico peninsular español se encontrarán disponibles en la plataforma de transparencia de ENTSO-e.

– Necesidades de energía de regulación secundaria del bloque de control correspondiente al sistema eléctrico peninsular español.

Asimismo, el OS facilitará los siguientes resultados con agregación cuartohoraria del proceso de asignación de regulación secundaria:

– Transcurrido un mes desde el día de programación, el OS facilitará la información correspondiente a los resultados por participante del mercado del sistema eléctrico peninsular español.

– A los 90 días respecto al día de programación, toda la información será pública por proveedor del servicio de balance, incluyendo precios medios ponderados de asignación y ofertas de regulación secundaria presentadas por los proveedores del servicio del sistema eléctrico peninsular español.

El primer día laborable siguiente al día D, el OS publicará:

– Volumen de energía compensada de importación y exportación del sistema peninsular español por aplicación del proceso de compensación de desequilibrios en la plataforma europea de IN.

Mensualmente, el OS publicará:

– Precios cuartohorarios del proceso de IN de aplicación al bloque de control peninsular español calculados por la plataforma europea de IN.»

Quinto. Se modifica el apartado 2.1 Información por unidad de programación que deviene pública transcurridos los plazos de confidencialidad del anexo I Intercambios de información del proceso de programación, que queda redactado del siguiente modo:

«2.1 Información por unidad de programación que deviene pública transcurridos los plazos de confidencialidad.

El OS comunicará a cada participante en el mercado, de forma confidencial, la información correspondiente a sus unidades programación, en los plazos indicados en el procedimiento de operación por el que se establece el proceso de programación resultante de dichos procesos:

– Subastas de capacidad de contratos bilaterales en interconexiones en las que no existe un mecanismo coordinado de capacidad.

– Programación de la operación del sistema en el mercado mayorista de electricidad (programas PDBF, PDVP, PHF, PHFC y PHFCierre publicados por el OS).

– Asignaciones y redespachos de los diferentes servicios de ajuste del sistema.

Asimismo, pondrá a disposición cada uno de los PM, en los plazos indicados en el procedimiento de operación por el que se establece el proceso de programación, toda la información confidencial de sus unidades de programación, enviada por PM al OS e integrada correctamente en los SIOS:

- Contratos bilaterales.
- Cambios de programa entre BRP.
- Ofertas presentadas en los diferentes servicios de ajuste del sistema.
- Desvíos comunicados y redespachos por indisponibilidad en tiempo real.
- Desgloses de programa en unidades físicas.

Los titulares de unidades de producción compartidas que no sean responsables del envío de ofertas para la participación de la unidad de programación en los mercados de servicios de ajuste del sistema tendrán acceso a la información del resultado de la participación de dichas unidades de producción en los mercados de servicios de ajuste del sistema, pero no se les comunicará la información de las correspondientes ofertas presentadas a estos mercados.

La información contenida en este apartado, de carácter confidencial, devendrá en pública en aplicación de los plazos establecidos en el apartado 1 de este anexo.»

P.O.14.4 DERECHOS DE COBRO Y OBLIGACIONES DE PAGO POR LOS SERVICIOS DE AJUSTE DEL SISTEMA

I. Aspectos generales

1. Objeto

El objeto de este procedimiento es determinar los derechos de cobro y las obligaciones de pago que se derivan de los servicios de ajuste del sistema a efectos del proceso de liquidación, según lo establecido en el procedimiento de operación 14.1. y en los procedimientos de operación relativos a dichos servicios.

Los servicios de ajuste del sistema incluyen:

- a. La resolución de restricciones técnicas establecidas en el procedimiento de operación 3.2.
- b. El servicio de regulación secundaria establecido en el procedimiento de operación 7.2.
- c. El servicio de regulación terciaria establecido en el procedimiento de operación 7.3.
- d. El servicio de respuesta activa de la demanda establecido en el procedimiento de operación 7.5.
- e. El servicio de control de tensión establecido en el procedimiento de operación 7.4.
- f. Los desvíos entre la medida en barras de central y el programa.

2. Ámbito de aplicación, referencias y definiciones

2.1 Ámbito de aplicación.

Este procedimiento es de aplicación al operador del sistema y a los participantes en el mercado (PM), a los sujetos de liquidación responsables del balance (BRP, por sus siglas en inglés), a los proveedores de servicios de balance (BSP, por sus siglas en inglés) y a los proveedores de servicios de no frecuencia.

2.2 Referencias.

Las referencias a Reglamento (UE) 2019/943 se entenderán como referidas al Reglamento (UE) 2019/943 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, relativo al mercado interior de la electricidad.

Las referencias a Circular 3/2019 se entenderán como referidas a la Circular 3/2019, de 20 de noviembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen las metodologías que regulan el funcionamiento del mercado mayorista de electricidad y la gestión de la operación del sistema.

Las referencias a Mercado se entenderán como referidas al «Mercado mayorista de electricidad» definido en el artículo 1 de la Circular 3/2019 como el integrado por el

conjunto de transacciones comerciales de compra y venta de energía y de otros servicios relacionados con el suministro de energía eléctrica.

De acuerdo con establecido en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, y en el Reglamento (UE) 2017/2195, de la Comisión, de 23 de noviembre de 2017, por el que se establece una directriz sobre el balance eléctrico, el mercado mayorista de electricidad se estructura en mercados a plazo, organizados y no organizados, mercado diario, mercado intradiario, mercado de ajuste, entendidos estos como los servicios de no frecuencia y servicios de balance del sistema, necesarios para garantizar un suministro adecuado al consumidor, incluyendo la resolución de restricciones técnicas.

Las referencias a Ministerio se entenderán como referidas al Ministerio para la Transición Ecológica y Reto Demográfico, o al que cada momento ostente la competencia en materia de energía.

Las referencias a CNMC se entenderán como referidas a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Las referencias a Condiciones del Balance se entenderán como referidas a las Condiciones relativas al balance para los proveedores de servicios de balance y los sujetos de liquidación responsables del balance en el sistema eléctrico peninsular español aprobadas por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Las referencias a Condiciones de no frecuencia se entenderán como referidas a las Condiciones aplicables a los servicios de no frecuencia y otros servicios para la operación del sistema eléctrico peninsular español aprobadas por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Las referencias a Reglamento EB en este procedimiento se entenderán como referidas al Reglamento (UE) 2017/2195 por el que se establece una directriz sobre el balance eléctrico.

Las referencias a Normas CCFR en este procedimiento se entenderán como referidas a las Normas comunes de liquidación aplicables a los intercambios de energía intencionados derivados del proceso de contención de frecuencia y rampas de variación de potencia conforme a lo previsto en el artículo 50.3 del reglamento (UE) 2017/2195 aprobadas por Resolución de la CNMC de 3 de junio de 2020.

Las referencias a Normas CCU en este procedimiento se entenderán como referidas a las Normas comunes de liquidación aplicables a los intercambios de energía no intencionados conforme a lo previsto en el artículo 51.1 del reglamento (UE) 2017/2195 aprobadas por Resolución de la CNMC de 3 de junio de 2020.

Las referencias a PMD en las fórmulas de este procedimiento de operación se entenderán como referidas al precio del mercado diario.

Las referencias a BSP de aFRR en este procedimiento de operación se entenderán como referidas al Proveedor del servicio de regulación secundaria.

2.3 Definiciones.

«Participante en el mercado»: persona física o jurídica que está generando, comprando o vendiendo electricidad, que participa en la agregación o que es un gestor de la participación activa de la demanda o servicios de almacenamiento de energía, incluida la emisión de órdenes de negociación, en uno o varios de los mercados de la electricidad, entre ellos los mercados de la energía de balance. Definición 25) del artículo 2 del Reglamento (UE) 2019/943.

«Sujeto de liquidación responsable del balance (BRP por sus siglas en inglés)»: participante en el mercado, o su representante elegido, responsable de sus desvíos en el mercado de la electricidad. Definición 14) del artículo 2 del Reglamento (UE) 2019/943.

«Responsabilidad en materia de balance»: todos los participantes del mercado serán responsables de los desvíos que causen en el sistema («responsabilidad de balance»). A tal fin, los participantes del mercado serán sujetos de liquidación responsables del balance o delegarán contractualmente su responsabilidad en un sujeto de liquidación responsable del balance de su elección. Cada sujeto de liquidación responsable del

balance responderá financieramente de los desvíos y se esforzará por lograr el equilibrio o por contribuir a que el sistema eléctrico esté en equilibrio. Artículo 5 del Reglamento (UE) 2019/943.

«Proveedor de servicios de balance (BSP, por sus siglas en inglés)»: participante en el mercado que suministra energía de balance y/o reserva de balance a los TSO, tal como se define en el punto (12) del artículo 2 del Reglamento (UE) 2019/943.

«Proveedor del servicio de regulación secundaria»: agrupación de unidades de programación habilitadas para prestar el servicio de regulación secundaria conforme a la definición establecida en las Condiciones relativas al balance.

«Programa en tiempo real (PTR)»: programa instantáneo de potencia activa obtenido a partir de la suma de los programas de las unidades de programación de un proveedor del servicio de regulación secundaria en los mercados previos al servicio de regulación secundaria.

«Unidad de programación (UP)»: es la unidad elemental por medio de la cual se establecen los programas de energía en el mercado mayorista de electricidad definidos en el procedimiento de operación 3.1.

«Programas de intercambio transfronterizos de productos de balance» o «Programas de intercambio mFRR o aFRR»: programas de intercambio establecidos como energía de balance de cada tipo de producto estándar de balance (mFRR o aFRR, por sus siglas en inglés).

«Proceso de compensación de desequilibrios»: proceso Imbalance Netting (IN por sus siglas en inglés).

«Periodo de liquidación del desvío» (ISP por sus siglas en inglés): unidad de tiempo respecto a la cual se calcula el desvío de los BRP, tal como se define en el punto (15) del artículo 2 del Reglamento (UE) 2019/943, y se determina el precio del desvío. Este periodo es de quince minutos.

3. Criterios generales

3.1 Criterio de signos.

El criterio de signos adoptado en las fórmulas de este procedimiento de operación es el siguiente:

- a. La producción e importación de energía tienen signo positivo. El consumo y exportación de energía tienen signo negativo.
- b. La energía a subir tiene signo positivo. Se define la energía a subir como los incrementos de producción o importación de energía activa y las disminuciones de consumo o exportación de energía activa.
- c. La energía a bajar tiene signo negativo. Se define la energía a bajar como las disminuciones de producción o importación de energía activa y los incrementos de consumo o exportación de energía activa.
- d. Los derechos de cobro tienen signo positivo. Las obligaciones de pago tienen signo negativo.
- e. Los derechos de cobro que resulten con signo negativo (debido a precios negativos) se convertirán en obligaciones de pago. Las obligaciones de pago con signo positivo (debido a precios negativos) se convertirán en derechos de cobro.

3.2 Magnitudes.

Las magnitudes a las que se hace referencia en los textos y fórmulas de este procedimiento de operación se entenderán expresadas en las siguientes unidades:

- a. Las magnitudes de energía activa se entenderán expresadas en MWh y las magnitudes de energía reactiva en Mvarh, con el número de decimales en los que se realice la asignación o medición de energía en cada caso y hasta un máximo de tres decimales.

b. Las magnitudes de potencia activa se entenderán expresadas en MW y las magnitudes de potencia reactiva en Mvar, con el número de decimales en los que se realice la asignación o medición de potencia en cada caso y hasta un máximo de tres decimales.

c. Los precios de energía activa se entenderán expresados en euros por MWh y los precios de energía reactiva se entenderán expresados en euros por Mvarh, con la precisión con la que se determinen en cada mercado.

d. Los precios de potencia activa se entenderán expresados en euros por MW y los precios de potencia reactiva se entenderán expresados en euros por Mvar, con la precisión con la que se determinen en cada mercado.

e. Los porcentajes se entenderán ya divididos por 100.

f. Los derechos de cobro y obligaciones de pago se entenderán expresados en euros con dos decimales, efectuándose, en su caso, el redondeo necesario.

g. Los términos de las fórmulas de este procedimiento de operación se entenderán referidos a valores de un cuarto de hora, salvo mención expresa en otro sentido.

II. Liquidación de la energía de balance

Energía de balance provista por los BSP del sistema eléctrico peninsular

4. Productos de energía de balance

La energía de balance se asigna a los proveedores de servicios de balance (BSP) a través de los siguientes productos:

(a) Regulación terciaria. Se corresponde con el producto de balance «manual Frequency Restoration Reserve» (mFRR).

(b) Regulación secundaria. Se corresponde con el producto de balance «automatic Frequency Restoration Reserve» (aFRR).

(c) Servicio de respuesta activa de la demanda.

La liquidación de la energía de balance asignada se realiza en cada dirección, a subir y a bajar, al precio marginal de cada servicio según se establece en los apartados 5, 6 y 8.

La liquidación del incumplimiento de la energía neta de regulación terciaria asignada se realiza en cada dirección, a subir y a bajar, según se establece en el apartado 7.

5. Regulación terciaria

La energía de regulación terciaria será valorada al precio marginal de las ofertas de regulación terciaria asignadas en cada período de programación para cada tipo de activación.

5.1 Asignaciones programadas de regulación terciaria:

5.1.1 Regulación terciaria a subir.

La asignación programada de energía de regulación terciaria a subir da lugar a un derecho de cobro para cada unidad que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCTERP_u = ETERPS_u \times PMTERPS$$

Donde:

$ETERPS_u$ = Energía terciaria programada asignada a subir a la unidad u .

$PMTERPS$ = Precio marginal de la asignación programada de terciaria a subir.

En caso de aplicación del mecanismo de salvaguarda contemplado en las Condiciones de Balance, el precio de la asignación programada a subir será calculado de acuerdo con lo establecido en el apartado 9 de este procedimiento.

5.1.2 Regulación terciaria a bajar.

La asignación programada de energía de regulación terciaria a bajar da lugar a una obligación de pago para cada unidad que se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{OPTERP}_u = \text{ETERPB}_u \times \text{PMTERPB}$$

Donde:

ETERPB_u = Energía terciaria programada asignada a bajar a la unidad u .

PMTERPB = Precio marginal de la asignación programada de terciaria a bajar.

En caso de aplicación del mecanismo de salvaguarda contemplado en las Condiciones de Balance, el precio de la asignación programada a bajar será calculado de acuerdo con lo establecido en el apartado 9 de este procedimiento.

5.2 Asignaciones directas de regulación terciaria:

5.2.1 Regulación terciaria a subir.

La asignación directa de energía de regulación terciaria a subir en el primer cuarto de hora Q_0 del periodo de programación de la activación directa da lugar a un derecho de cobro para cada unidad que se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{DCTERD}_u = \text{ETERDS}_u \times \max(\text{PMTERPSQ}_0, \text{PMTERDSQ}_0)$$

Donde:

ETERDS_u = Energía terciaria directa asignada a subir a la unidad u .

PMTERPSQ_0 = Precio marginal de la asignación programada de terciaria a subir en el cuarto de hora Q_0 .

PMTERDSQ_0 = Precio marginal de la asignación directa de terciaria a subir en el cuarto de hora Q_0 .

La asignación directa de energía de regulación terciaria a subir en el segundo cuarto de hora Q_1 del periodo de programación de la activación directa da lugar a un derecho de cobro para cada unidad que se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{DCTERD}_u = \text{ETERDS}_u \times \max(\text{PMTERPSQ}_1, \text{PMTERDSQ}_0)$$

Donde:

ETERDS_u = Energía terciaria directa asignada a subir a la unidad u .

PMTERPSQ_1 = Precio marginal de la asignación programada de terciaria a subir en el cuarto de hora Q_1 .

PMTERDSQ_0 = Precio marginal de la asignación directa de terciaria a subir en el cuarto de hora Q_0 .

En caso de aplicación del mecanismo de salvaguarda contemplado en las Condiciones de Balance, el precio de la asignación directa a subir será calculado de acuerdo con lo establecido en el apartado 9 de este procedimiento.

5.2.2 Regulación terciaria a bajar.

La asignación directa de energía de regulación terciaria a bajar en el primer cuarto de hora Q_0 del periodo de programación de la activación directa da lugar a una obligación de pago para cada unidad que se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{OPTERD}_u = \text{ETERDB}_u \times \min(\text{PMTERPBQ}_0, \text{PMTERDBQ}_0)$$

Donde:

ETERDB_u = Energía terciaria directa asignada a bajar a la unidad u .

PMTERPBQ_0 = Precio marginal de la asignación programada de terciaria a bajar en el cuarto de hora Q_0 .

PMTERDBQ_0 = Precio marginal de la asignación directa de terciaria a bajar en el cuarto de hora Q_0 .

La asignación directa de energía de regulación terciaria a bajar en el segundo cuarto de hora Q_1 del periodo de programación de la activación directa da lugar a una obligación de pago para cada unidad que se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{OPTERD}_u = \text{ETERDB}_u \times \min(\text{PMTERPBQ}_1, \text{PMTERDBQ}_0)$$

Donde:

ETERDB_u = Energía terciaria directa asignada a bajar a la unidad u .

PMTERPBQ_1 = Precio marginal de la asignación programada de terciaria a bajar en el cuarto de hora Q_1 .

PMTERDBQ_0 = Precio marginal de la asignación directa de terciaria a bajar en el cuarto de hora Q_0 .

En caso de aplicación del mecanismo de salvaguarda contemplado en las Condiciones de Balance, el precio de la asignación directa a bajar será calculado de acuerdo con lo establecido en el apartado 9 de este procedimiento.

5.3 Asignaciones por aplicación del mecanismo excepcional de asignación (MER).

5.3.1 Asignaciones de regulación terciaria por MER a subir.

La asignación de energía a subir por MER da lugar a un derecho de cobro para cada unidad que se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{DCTERMER}_u = 1,15 \times \text{ETERMERS}_u \times \max(\text{PMTERPS}, \text{PMTERDSQ}_0) \text{ si } \text{PMTERPS} > 0 \\ \text{ó } \text{PMTERDSQ}_0 > 0$$

$$\text{OPTERMER}_u = 0,85 \times \text{ETERMERS}_u \times \max(\text{PMTERPS}, \text{PMTERDSQ}_0) \text{ si } \text{PMTERPS} < 0 \\ \text{y } \text{PMTERDSQ}_0 < 0$$

Donde:

ETERMERS_u = Energía terciaria asignada por MER a subir a la unidad u .

En caso de no haber existido asignación en el periodo correspondiente, el precio de la asignación por MER será igual a 1,15 veces el valor medio aritmético de los precios de las activaciones programadas y directas a subir del mismo periodo de programación del último mes inmediatamente anterior.

5.3.2 Asignaciones de regulación terciaria por MER a bajar.

La asignación de energía a bajar por MER da lugar a una obligación de pago para cada unidad que se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{OPTERMER}_u = 0,85 \times \text{ETERMERB}_u \times \min(\text{PMTERPB}, \text{PMTERDBQ}_0) \text{ si } \text{PMTERPB} > 0 \\ \text{ó } \text{PMTERDBQ}_0 > 0$$

$$\text{DCTERMER}_u = 1,15 \times \text{ETERMERB}_u \times \min(\text{PMTERPB}, \text{PMTERDBQ}_0) \text{ si } \text{PMTERPB} < 0 \\ \text{y } \text{PMTERDBQ}_0 < 0$$

Donde:

ETERMERB_u = Energía terciaria asignada por MER a bajar a la unidad u .

En caso de no haber existido activación en el periodo correspondiente, el precio de la asignación por MER será igual a 0,85 veces el valor medio aritmético de los precios de las activaciones programadas y directas a bajar del mismo periodo de programación del último mes inmediatamente anterior.

6. Regulación secundaria

6.1 Regulación secundaria a subir.

La asignación de energía de regulación secundaria a subir a cada BSP de aFRR z da lugar, en cada cuarto de hora, a un derecho de cobro que se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{DCSEC}_z = \text{ESECS}_z \times \text{PMSECS}_z$$

Donde:

ESECS_z = Energía de regulación secundaria a subir del BSP de aFRR z , calculada según lo establecido en el apartado 9.2.1 del PO 7.2.

PMSECS_z = Precio medio cuarto-horario de la energía de regulación secundaria a subir, calculado según lo establecido en el apartado 9.2.1 del PO 7.2.

En caso de aplicación del mecanismo de salvaguarda contemplado en las Condiciones de Balance, el precio PMSECS_z será calculado de acuerdo con lo establecido en el apartado 9 de este procedimiento.

6.2 Regulación secundaria a bajar.

La asignación de energía de regulación secundaria a bajar a cada BSP de aFRR z da lugar, en cada cuarto de hora, a una obligación de pago que se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{OPSEC}_z = \text{ESECB}_z \times \text{PMSECB}_z$$

Donde:

ESECB_z = Energía de regulación secundaria a bajar, calculada según lo establecido en el apartado 9.2.2 del PO 7.2.

PMSECB_z = Precio medio cuarto-horario de la energía de regulación secundaria a bajar, calculado según lo establecido en el apartado 9.2.2 del PO 7.2.

En caso de aplicación del mecanismo de salvaguarda contemplado en las Condiciones de Balance, el precio $PMSECB_z$ será calculado de acuerdo con lo establecido en el apartado 9 de este procedimiento.

6.3 Incumplimientos asociados al seguimiento de la respuesta en tiempo real.

6.3.1 Incumplimiento por permanencia del BSP de aFRR en estado OFF.

En caso de incumplimiento por permanencia en estado OFF en un cuarto de hora, se anotará al BSP de aFRR z una obligación de pago por la energía incumplida a subir que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPOFFS_z = - EOFFS_z \times POFFS_z$$

Donde:

$EOFFS_z$ = Energía incumplida a subir por permanencia en estado OFF del BSP de aFRR z , calculada según lo establecido en el apartado 9.3.1 del PO 7.2.

$POFFS_z$ = Precio medio cuarto-horario a subir de incumplimiento por permanencia en estado OFF del BSP de aFRR z , calculada según lo establecido en el apartado 9.3.1 del PO 7.2.

En caso de incumplimiento por permanencia en estado OFF en un cuarto de hora, se anotará al BSP de aFRR z una obligación de pago por la energía incumplida a bajar que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPOFFB_z = - EOFFB_z \times POFFB_z$$

Donde:

$EOFFB_z$ = Energía incumplida a bajar por permanencia en estado OFF del BSP de aFRR z , calculada según lo establecido en el apartado 9.3.1 del PO 7.2.

$POFFB_z$ = Precio medio cuarto-horario a bajar de incumplimiento por permanencia en estado OFF del BSP de aFRR z , calculada según lo establecido en el apartado 9.3.1 del PO 7.2.

6.3.2 Incumplimiento por respuesta inadecuada.

En caso de incumplimiento por respuesta inadecuada en un cuarto de hora, se anotará al BSP de aFRR z una obligación de pago por la energía incumplida a subir que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPRIS_z = - ERIS_z \times PRIS_z$$

Donde:

$ERIS_z$ = Energía incumplida a subir por respuesta inadecuada del BSP de aFRR z , calculada según lo establecido en el apartado 9.3.2 del PO 7.2.

$PRIS_z$ = Precio medio cuarto-horario a subir de incumplimiento por respuesta inadecuada del BSP de aFRR b , calculada según lo establecido en el apartado 9.3.2 del PO 7.2.

En caso de incumplimiento por permanencia por respuesta inadecuada en un cuarto de hora, se anotará al BSP de aFRR z una obligación de pago por la energía incumplida a bajar que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPRIB_z = - ERIB_z \times PRIB_z$$

Donde:

$ERIB_z$ = Energía incumplida a bajar por respuesta inadecuada del BSP de aFRR z, calculada según lo establecido en el apartado 9.3.2 del PO 7.2.

$PRIB_z$ = Precio medio cuarto-horario a bajar de incumplimiento por respuesta inadecuada del BSP de aFRR z, calculada según lo establecido en el apartado 9.3.2 del PO 7.2.

6.3.3 Incumplimiento por reserva insuficiente en tiempo real.

En caso de incumplimiento por reserva insuficiente en tiempo real en un cuarto de hora, se anotará al BSP de aFRR z una obligación de pago por la energía incumplida a subir que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPRITRS_z = - ERITRS_z \times PRITRS_z$$

Donde:

$ERITRS_z$ = Energía incumplida a subir por reserva insuficiente en tiempo real del BSP de aFRR z, calculada según lo establecido en el apartado 9.3.3 del PO 7.2.

$PRITRS_z$ = Precio medio cuarto-horario a subir de incumplimiento por reserva insuficiente en tiempo real del BSP de aFRR z, calculada según lo establecido en el apartado 9.3.3 del PO 7.2.

En caso de incumplimiento por reserva insuficiente en tiempo real en un cuarto de hora, se anotará al BSP de aFRR z una obligación de pago por la energía incumplida a bajar que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPRITRB_z = - ERITRB_z \times PRITRB_z$$

Donde:

$ERITRB_z$ = Energía incumplida a subir por reserva insuficiente en tiempo real del BSP de aFRR z, calculada según lo establecido en el apartado 9.3.3 del PO 7.2.

$PRITRB_z$ = Precio medio cuarto-horario a subir de incumplimiento por reserva insuficiente en tiempo real del BSP de aFRR z, calculada según lo establecido en el apartado 9.3.3 del PO 7.2.

6.4 Asignación del importe de los incumplimientos asociados al seguimiento de la respuesta en tiempo real.

La suma de las obligaciones de pago por incumplimientos asociados al seguimiento de la respuesta en tiempo real (OPINSECTR) se integrará como un ingreso en el coste horario agregado de los servicios de ajuste del sistema (CSA) y se repartirá a las unidades de adquisición conforme a lo establecido en este procedimiento.

7. Incumplimiento de las asignaciones de energía de regulación terciaria

El cumplimiento del saldo neto de las asignaciones de energía terciaria se verificará de forma agregada para cada BSP de aFRR y de forma agregada para las unidades de programación con asignación de energía terciaria del mismo BRP no pertenecientes al BSP de aFRR.

En cada periodo de programación, se realizará una anotación para el BSP de aFRR del BRP y otra anotación para el resto de las unidades de programación con asignación de energía terciaria del mismo BRP, en su unidad de liquidación específica para cada BRP.

7.1 Incumplimiento de asignación neta de energía terciaria a subir.

A efectos de las fórmulas siguientes, las referencias a saldos o sumas de las unidades de programación del BRP, o del BRP, se refieren a los saldos de sus unidades de programación con asignación neta a subir de energía terciaria, no pertenecientes a BSP de aFRR y cuyo saldo de restricciones técnicas en tiempo real es nulo o a subir.

La obligación de pago por incumplimiento de asignación neta de energía terciaria a subir del BSP de aFRR z o del BRP s se calculará de la forma siguiente:

$$\text{OPEINCLEBALS}_{z,s} = \text{EINCLEBALS}_{z,s} \times \text{abs}(\text{PBAL}_{z,s}) \times 0,2$$

Donde:

$\text{EINCLEBALS}_{z,s}$ = Energía incumplida de asignación neta de energía terciaria a subir del BSP de aFRR z o del BRP s. Se tomará valor cero si en el periodo de programación el BSP de aFRR o el BRP tienen asignado un saldo neto a bajar de energía por restricciones en tiempo real. Si en el periodo de programación el BSP de aFRR o el BRP tiene saldo a subir de energía de restricciones en tiempo real se considerará que ha sido asignada con anterioridad a las asignaciones de energía de regulación terciaria.

La energía incumplida para cada BSP de aFRR z o cada BRP s se calculará según la fórmula siguiente:

$$\text{EINCLEBALS}_{z,s} = \text{máx} (-\text{STGS}_{z,s}; \text{mín} (0, \sum_{z,s} \text{MBC}_u - \text{EREFS}_{z,s} - \text{EPTR}_z))$$

Donde:

MBC_u = medida en barras de central, según se establece en el anexo II, de cada unidad de programación integrada en el BSP de aFRR z o perteneciente al BRP s.

$\text{EREFS}_{z,s} = \sum_{z,s} \text{PHFC}_u + \text{IT}_{z,s} + \text{SRTRS}_{z,s} + \text{STGS}_{z,s} + (\text{ESECS}_z + \text{ESECB}_z)$.

$\text{IT}_{z,s}$ = saldo de energía por cambios de programa del BSP de aFRR z o del BRP s.

$\text{SRTRS}_{z,s}$ = saldo neto a subir de energía de restricciones en tiempo real, del BSP de aFRR z o del BRP s, obtenida como suma de la energía de restricciones asignada a cada unidad de programación del BSP de aFRR s o del BRP s.

$\text{STGS}_{z,s}$ = saldo neto a subir de energía terciaria, a subir y a bajar, asignada al BSP de aFRR a o al BRP obtenida como suma de las asignaciones a las unidades u integradas en el BSP de aFRR z o pertenecientes al BRP s.

EPTR_z = modificación del programa de energía del BSP de aFRR por seguimiento PTR.

$\text{PBAL}_{z,s}$ = precio medio ponderado de la energía asignada a subir de energía de regulación terciaria a las unidades integradas en el BSP de aFRR z o las unidades pertenecientes al BRP s.

7.2 Incumplimiento de asignación neta de energía terciaria a bajar.

A efectos de las fórmulas siguientes, las referencias a saldos o sumas de las unidades de programación del BRP, o del BRP, se refieren a los saldos de sus unidades de programación con asignación neta a bajar de energía terciaria, no pertenecientes a BSP de aFRR y cuyo saldo de restricciones técnicas en tiempo real es nulo o a bajar.

La obligación de pago por incumplimiento de asignación neta de energía terciaria a bajar del BSP de aFRR z o del BRP s se calculará de la forma siguiente:

$$\text{OPEINCLEBALB}_{z,s} = \text{EINCLEBALB}_{z,s} \times \text{abs}(\text{PMD})$$

Donde:

$EINCLEBALB_{z,s}$ = Energía incumplida de asignación neta de energía terciaria a bajar del BSP de aFRR z o del BRP s. Se tomará valor cero si en el periodo de programación el BSP de aFRR a o el BRP tienen asignado un saldo neto a subir de energía por restricciones en tiempo real. Si en el periodo de programación el BSP de aFRR z o el BRP tienen saldo neto a bajar de energía de restricciones en tiempo real se considerará que ha sido asignada con anterioridad a las asignaciones de energía terciaria.

La energía incumplida para cada BSP de aFRR z o cada BRP s se calculará según la fórmula siguiente:

$$EINCLEBALB_{z,s} = -\min(-STGB_{z,s}; \max(0, \sum_{z,s} MBC_u - EREFB_u - EPTR_z))$$

Donde:

MBC_u = medida en barras de central, según se establece en el anexo II, de cada unidad de programación integrada en el BSP de aFRR z o perteneciente al BRP s.

$$EREFB_{z,s} = \sum_{z,s} PHFC_u + IT_{z,s} + SRTRB_{z,s} + STGB_{z,s} + (ESECS_z + ESECB_z).$$

$IT_{z,s}$ = saldo de energía por cambios de programa del BSP de aFRR z o del BRP s.

$SRTRB_{z,s}$ = energía de restricciones en tiempo real neta a bajar, del BSP de aFRR z o del BRP s, obtenida como suma de la energía de restricciones asignada a cada unidad de programación del BSP de aFRR z o del BRP s.

$STGB_{z,s}$ = saldo neto a bajar de energía terciaria, a subir y a bajar, asignada al BSP de aFRR z o el BRP obtenida como suma de las asignaciones a las unidades u integradas en el BSP de aFRR z o perteneciente al BRP s.

$EPTR_z$ = modificación del programa de energía del BSP de aFRR por seguimiento PTR.

7.3 Asignación del importe de los incumplimientos de asignación neta de energía terciaria.

La suma de las obligaciones de pago por incumplimientos de energía terciaria es el saldo de incumplimientos de energía de balance (OPEINCLEBAL) que se integrará en el coste horario de los servicios de ajuste y se repartirá a las unidades de adquisición conforme a lo establecido en este procedimiento.

8. Servicio de respuesta activa de la demanda

8.1 Liquidación de la asignación de energía del servicio de respuesta activa de la demanda.

La asignación de energía a subir del servicio de respuesta activa de la demanda dará lugar a un derecho de cobro para cada unidad de programación de demanda que se calcula para cada periodo de programación cuarto horario según la fórmula siguiente:

$$DCRAD = ERADS \times PMRADS$$

Donde:

$ERADS$ = Energía asignada a subir a la unidad de programación de demanda.

$PMRADS$ = Máximo precio marginal de la asignación programada y directa de regulación terciaria a subir en el periodo de programación cuarto horario en el que se realiza la activación del servicio.

En caso de no existir asignación de terciaria en el periodo correspondiente, el precio será igual a 1,15 veces el valor medio aritmético de los precios de las activaciones de

regulación terciaria programadas y directas a subir del mismo periodo de programación del último mes inmediatamente anterior.

8.2 Liquidación del incumplimiento del servicio de respuesta activa de la demanda.

En cada cuarto de hora, se verificará el cumplimiento de la asignación de energía a subir del servicio de respuesta activa de cada unidad de programación. El incumplimiento de la asignación dará lugar a una obligación de pago que se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{OPENERAD} = \text{ENEINRAD} \times \text{PMRADS} \times 2$$

Siendo:

$$\text{ENEINRAD} = \max (-\text{ERADS}; \min (0, \text{MBC} - \text{PHFC} - \text{ERADS}))$$

Donde:

PHFC = Programa final de la unidad de programación.

MBC = Medida en barras de central de la unidad de programación.

La suma horaria de las obligaciones de pago por incumplimiento de la asignación de energía del servicio de respuesta activa (OPEINSRAD) se integrará en el coste horario de los servicios de ajuste y se repartirá a las unidades de adquisición conforme a lo establecido en este procedimiento.

9. Liquidación en caso de anomalías de los sistemas de información

En caso de anomalías de los sistemas de información que puedan afectar a los precios resultantes de la activación de ofertas en las plataformas europeas de energía de balance, el operador del sistema podrá aplicar un mecanismo de salvaguarda contemplado en el correspondiente procedimiento de operación.

En estos casos, con carácter excepcional, el operador del sistema calculará el precio de la correspondiente asignación de energía de balance como el valor medio aritmético de los precios de las asignaciones del mismo producto en el sentido correspondiente en el mismo periodo de programación en todos los días del último mes inmediato anterior. En el caso de energía de balance aFRR, se utilizará el valor medio aritmético de los precios medios ponderados de las asignaciones a BSP de aFRR en el mismo sentido y en el mismo periodo de programación en todos los días del último mes inmediato anterior.

El operador del sistema informará a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia sobre los hechos y circunstancias de la anomalía, así como del precio calculado de acuerdo con el párrafo anterior, a la mayor brevedad posible. El operador del sistema aplicará en la liquidación un precio distinto del calculado con la fórmula de referencia prevista en el párrafo anterior cuando esté debidamente justificado y así se lo requiera la CNMC.

Las diferencias económicas que se deriven de dicho ajuste se financiarán con cargo a las rentas de congestión correspondientes al sistema eléctrico español.

Energía de balance intercambiada entre TSO

10. Intercambios internacionales de energía de balance

10.1 Intercambios transfronterizos de energía de balance de productos estándares de balance (mFRR y aFRR) entre sistemas eléctricos.

Los intercambios transfronterizos de energía de balance de productos estándares de balance entre sistemas que realice el operador del sistema a través de las correspondientes plataformas europeas de balance se valorarán al precio indicado en los apartados siguientes. Se realizará una anotación para cada interconexión y para cada tipo de producto en la cuenta del operador del sistema, a efectos de su liquidación de acuerdo con lo establecido en el PO 14.6.

10.1.1 Intercambio de energías de balance en sentido importador.

Si el intercambio transfronterizo de energías de balance tiene sentido importador, se anotará un derecho de cobro en cada interconexión i y por cada tipo de producto p (mFRR y aFRR) que se calcula mediante la fórmula siguiente:

$$DCITB_{i,p} = \sum (EIITB_{i,p} \times PMITB_{i,p})$$

Donde:

$EIITB_i$ = Energía de importación correspondiente a un intercambio transfronterizo de energía de balance del producto p en la interconexión i .

$PMITB_{i,p}$ = Precio marginal del producto p en sentido importador.

En caso de aplicación del mecanismo de salvaguarda, el valor $PMITB_{i,p}$ será calculado de acuerdo con lo establecido en el apartado 9 de este procedimiento.

10.1.2 Intercambio de energía de balance en sentido exportador.

Si el intercambio transfronterizo de energía de balance es en sentido exportador se anotará una obligación de pago en cada interconexión i y por cada tipo de producto p (mFRR y aFRR), que se calcula con la fórmula siguiente:

$$OPITB_{i,p} = \sum (EEITB_{i,p} \times PMITBE_{i,p})$$

Donde:

$EEITB_i$ = Energía de exportación correspondiente al intercambio transfronterizo de energía de balance del producto p en la interconexión i .

$PMITBE_{i,p}$ = Precio marginal del producto p en sentido exportador.

En caso de aplicación del mecanismo de salvaguarda, el valor $PMITBE_{i,p}$ será calculado de acuerdo con lo establecido en el apartado 9 de este procedimiento.

10.2 Intercambios transfronterizos de energía resultantes de la compensación de desequilibrios entre sistemas eléctricos.

Los intercambios transfronterizos de energías de balance entre operadores de sistemas eléctricos establecidos como resultado de la aplicación del proceso de compensación de desequilibrios entre sistemas eléctricos (IN), serán valorados al precio indicado en los apartados siguientes.

Se realizará una anotación en la cuenta del operador del sistema a efectos de su liquidación de acuerdo con lo establecido en el PO14.6.

10.2.1 Intercambio de energía de balance en sentido importador.

Si el intercambio transfronterizo de energía tiene sentido importador, se anotará un derecho de cobro que se calculará mediante la fórmula siguiente:

$$DCIIN_i = \sum_i (EIIN_i \times PIN)$$

Donde:

$EIIN_i$ = Energía de importación correspondiente a un intercambio transfronterizo de energía de compensación de desvíos IN en la interconexión i.

PIN = Precio medio ponderado a aplicar del producto IN, establecido en el apartado 9.4.1 del PO 7.2.

10.2.2 Intercambio de energía de balance en sentido exportador.

Si el intercambio transfronterizo de energía tiene sentido exportador, se anotará una obligación de pago que se calculará mediante la fórmula siguiente:

$$OPEIN_i = \sum_i (EIIN_i \times PIN)$$

Donde:

$EEIN_i$ = Energía de exportación correspondiente a un intercambio transfronterizo de energía de compensación de desvíos IN en la interconexión i.

PIN = Precio medio ponderado a aplicar del producto IN, establecido en el apartado 9.4.1 del PO 7.2.

III. Liquidación de los desvíos

11. Liquidación del desvío del BRP

El periodo de liquidación de los desvíos (ISP) es de quince minutos.

En cada ISP, se realizará una única anotación a cada BRP por la liquidación del desvío por su actividad de generación y de su consumo en una unidad de liquidación específica para cada BRP.

11.1 Derecho de cobro por el desvío a subir del BRP.

Si el desvío d calculado para el BRP es positivo, el precio a aplicar al desvío d será el precio del desvío a subir, PDESVS, calculado según lo establecido en el apartado 13. El derecho de cobro se calculará con la fórmula siguiente:

$$DCDES_{V_{brp}} = DESV_{brp} \times PDESVS$$

11.2 Obligación de pago por el desvío a bajar del BRP.

Si el desvío d calculado para el BRP es negativo, el precio a aplicar al desvío d será el precio del desvío a bajar, PDESVB, calculado según lo establecido en el apartado 13. La obligación de pago se calculará con la fórmula siguiente:

$$OPDES_{V_{brp}} = DESV_{brp} \times PDESVB$$

11.3 Desvío cero del BRP.

Si el desvío d calculado para el BRP es cero, el importe económico será cero.

12. Cálculo del desvío de cada BRP

Cada BRP tendrá una posición final de todas sus unidades de programación, excluidas las unidades genéricas y portfolio, para el cálculo de la energía del desvío.

El desvío de cada BRP ($DESV_{brp}$) es la diferencia entre la medida asignada al BRP y la suma de su posición final y del ajuste del desvío.

$$\text{DESV}_{\text{brp}} = \text{MEDBC}_{\text{brp}} - (\text{POSFIN}_{\text{brp}} + \text{AJUDSV}_{\text{brp}})$$

Donde:

$\text{MEDBC}_{\text{brp}}$ = Medidas en barras de central del BRP.

$\text{POSFIN}_{\text{brp}}$ = Posición final del BRP.

$\text{AJUDSV}_{\text{brp}}$ = Ajuste del desvío del BRP.

12.1 Medida en barras de central de un BRP.

La medida $\text{MEDBC}_{\text{brp}}$ en barras de central de un BRP es la suma de las medidas en barras de central de cada unidad de programación de generación o de consumo del BRP. En caso de aplicación, se añadirá la medida, con valor positivo, de los excedentes de autoconsumidores asignados, conforme a lo dispuesto en el P.O. 14.8, a las respectivas unidades de compra u del BRP.

La medida de cada unidad de programación y la elevación a barras de central de las medidas en punto frontera se determinará según los criterios y fórmulas del anexo II.

12.2 Posición final de un BRP.

Cada BRP tendrá una posición final para la determinación de la energía del desvío.

La posición final $\text{POSFIN}_{\text{brp}}$ de un BRP es la suma de la energía programada de cada una de las unidades de programación de generación y de consumo del BRP en el Programa Final PHFC definido en el PO 3.1. Los cambios de programa entre BRP (IT) modifican la posición final del BRP conforme a lo establecido en dicho PO.3.1.

$$\text{POSFIN}_{\text{brp}} = \sum_u \text{PHFC}(u, \text{brp}) + \sum_u \text{IT}(u, \text{brp})$$

12.3 Ajuste del desvío de un BRP.

El ajuste del desvío $\text{AJUDSV}_{\text{brp}}$ es la suma de las energías de balance (EB) de las unidades de programación de generación y de consumo y de los BSP de aFRR asignadas al BRP y de la suma de la energía asignada por el operador del sistema a las unidades de programación del BRP por restricciones técnicas en tiempo real (ERTR). Asimismo, se incluye en este término las diferencias en energía entre el programa operativo p48 y el programa en tiempo real (EPTR) de los BSP de aFRR asignados al BRP en los periodos de programación donde participen en el servicio de regulación secundaria, o en todos los periodos de programación si han escogido seguir el PTR de acuerdo con el apartado 5 del anexo II de PO 7.2.

$$\text{AJUDSV}_{\text{brp}} = \sum_u \text{EB}(u, \text{brp}) + \sum_z \text{EB}(z, \text{brp}) + \sum_u \text{ERTR}(u, \text{brp}) + \sum_u \text{EPTR}(u, \text{brp})$$

12.4 Sentido del desvío de un BRP.

El desvío de un BRP podrá ser:

(a) Desvío a subir, tiene signo positivo, su sentido es de mayor generación o menor consumo.

(b) Desvío a bajar, tiene signo negativo, su sentido es de menor generación o mayor consumo.

13. Precios de los desvíos

El precio del desvío será un precio único o dual en cada ISP dependiendo de las energías de balance de reserva de recuperación de frecuencia (FRR) activadas en dicho ISP. La energía activada en el servicio de respuesta activa de la demanda tiene

consideración de energía de balance FRR a efectos de la determinación del precio único o dual.

En caso de que en el ISP no se hayan activado energías de balance FRR o solo se hayan activado energías FRR en un sentido, subir o bajar, o, habiéndose activado en los dos sentidos, el volumen de energías FRR activadas en el sentido minoritario sea inferior al 2% de las energías FRR activadas en el sentido mayoritario, el precio del desvío será un precio único para todos los desvíos. A este respecto, se considerará sentido mayoritario, subir o bajar, el sentido en el que se haya activado un mayor volumen de energías de balance FRR.

En caso de que se hayan activado energías de balance FRR en los dos sentidos, subir y bajar, y no se cumpla la condición de proporción del párrafo anterior, el precio del desvío será un precio dual, diferente según el sentido del desvío.

Las energías de balance FRR activadas por necesidades de otros TSO no se considerarán a efectos de la determinación del precio único o dual establecido en este apartado.

13.1 Desvío total del sistema.

A efectos de determinar el desvío total del sistema (DTS), se calculará el saldo neto de las energías a subir y a bajar asignadas, descontando la energía de balance activada para necesidades de balance de otros TSO:

- energía de balance de regulación terciaria.
- energía de balance de regulación secundaria.
- intercambios transfronterizos de productos estándares de balance (mFRR o aFRR).
- intercambios transfronterizos del proceso de compensación de desequilibrios (IN).
- por la activación del servicio de respuesta activa de la demanda.

$$\text{DTS} = - [\sum_u (\sum \text{ETERDS}_u + \sum \text{ETERDB}_u) + \sum_u (\sum \text{ETERPS}_u + \sum \text{ETERPB}_u) + \sum_u (\sum \text{ETERMERS}_u + \sum \text{ETERMERB}_u) + \sum_z (\sum \text{ESECS}_z + \sum \text{ESECB}_z) + \sum_i (\sum \text{EIITB}_i + \sum \text{EITB}_i) + \sum_i (\sum \text{EIIN}_i + \sum \text{EIN}_i) + \sum_u (\sum \text{ERADS}_u)]$$

El desvío total del sistema podrá ser:

- (a) Desvío a subir, con signo positivo, cuando la necesidad neta del sistema ha sido de energía de balance a bajar.
- (b) Desvío a bajar, con signo negativo, cuando la necesidad neta del sistema ha sido de energía de balance a subir.
- (c) Nulo: cuando no ha habido necesidad neta del sistema.

13.2 Precio único de desvíos.

El precio del desvío será único para todos los desvíos, subir y bajar, si en el ISP no se han activado energías de balance FRR o sólo se han activado energías FRR en un sentido, subir o bajar, o, habiéndose activado en los dos sentidos, el volumen de energías FRR activadas en el sentido minoritario es inferior al 2% de las energías FRR activadas en el sentido mayoritario. En este último caso, a los efectos de determinar el precio aplicable de acuerdo con los siguientes supuestos, no se considerará la energía en sentido minoritario:

- (a) Si sólo se han activado energías de balance FRR a subir, el precio del desvío se calculará como:

$$\text{PDES}_{\text{brp}} = \text{PBALSUB}$$

Siendo PBALSUB el precio medio ponderado de las energías de balance a subir activadas a los BSP del sistema eléctrico peninsular y de otros TSOs, descontando la energía de balance activada para necesidades de otros TSO, redondeado a dos decimales.

(b) Si sólo se han activado energías de balance FRR a bajar, el precio del desvío se calculará como:

$$PDES_{V_{brp}} = PBALBAJ$$

Siendo PBALBAJ el precio medio ponderado de las energías de balance a bajar activadas a los BSP del sistema eléctrico peninsular y de otros TSOs, descontando la energía de balance activada para necesidades de otros TSO, redondeado a dos decimales.

(d) Si no se han activado energías de balance FRR en ningún sentido, el precio del desvío será igual al valor de la activación evitada calculado de acuerdo con el apartado 13.4.

13.3 Precio dual de desvíos.

El precio del desvío será diferente según el sentido del desvío, subir o bajar, si se han activado energías de balance FRR a subir y a bajar, y el volumen de energías FRR activadas en el sentido minoritario es mayor o igual al 2% de las energías FRR activadas en el sentido mayoritario:

El precio de desvíos a subir se calculará como:

$$PDES_{VS_{brp}} = PBALBAJ$$

El precio de desvíos a bajar se calculará como:

$$PDES_{VB_{brp}} = PBALSUB$$

13.4 Valor de la activación evitada.

El valor de la activación evitada es un precio de referencia que se calculará para cada ISP donde no se haya producido activación de energías de balance FRR en ningún sentido.

Este valor se calculará como el valor medio aritmético entre el mínimo precio de las ofertas a subir de energías de balance mFRR y el máximo precio de las ofertas a bajar de energías de balance mFRR en dicho ISP.

Para ello sólo se tendrán en consideración las ofertas enviadas por los BSPs del sistema eléctrico español.

14. Liquidación de desvíos no asignados a un BRP

14.1 Desvíos internacionales con Marruecos y Andorra.

Los desvíos internacionales entre sistemas se calculan como diferencia entre la medida en los puntos frontera con los sistemas eléctricos de Marruecos y Andorra y el programa acordado entre los operadores de los respectivos sistemas. Se valorarán al precio del desvío establecido en el apartado 13 que sea aplicable realizándose una anotación en una cuenta de compensación horaria para su liquidación de acuerdo con lo establecido en el PO 14.6.

En cada cuarto de hora se sumarán los desvíos internacionales con los sistemas eléctricos de Marruecos y de Andorra:

$$DIR = \sum_{frintc,q} DIR_{frint,q}$$

Donde:

DIR_{frint} = Desvío internacional en la frontera *frint*.

Si la suma de estos desvíos internacionales es positiva se anotará en la cuenta de compensación un derecho de cobro que se calculará con la fórmula siguiente:

$$DCDIR = DIR \times PDESVS$$

Si la suma de estos desvíos internacionales es negativa, se anotará en la cuenta de compensación una obligación de pago que se calculará con la fórmula siguiente:

$$OPDIR = DIR \times PDESVB$$

14.2 Asignación del saldo de la cuenta de compensación por desvíos internacionales con Marruecos y Andorra.

El saldo horario de esta cuenta de compensación (SALDODIR) se integrará en el coste horario de los servicios de ajuste y se repartirá a las unidades de adquisición conforme a lo establecido en este procedimiento.

14.3 Desvíos en las interconexiones con los sistemas eléctricos de Francia y de Portugal.

El desvío en las interconexiones con los sistemas eléctricos de Francia y de Portugal será la suma de los desvíos intencionados y de los desvíos no intencionados y se valorarán al precio establecido en las normas CCFR y CCU, respectivamente. El importe (IMPDSVMIE) derivado de la valoración de los desvíos intencionados y no intencionados se anotará en la cuenta del operador del sistema para su liquidación con el resto de TSOs, de acuerdo con lo establecido en el PO 14.6.

$$IMPDSVMIE = IMPINTEN + IMPNOINTEN$$

Donde:

$$IMPINTEN = Desv\Delta f \times PCCFR + DesvPrp \times PDesvPrp.$$

El desvío intencionado es la suma de los desvíos por contención de la frecuencia, $Desv\Delta f$, y por la programación de rampa de variación de programas internacionales, $DesvPrp$.

$PDesvPrp$: El precio de los desvíos intencionados que resultan por la programación de rampas ha sido valorado a cero EUR/MWh en las normas CCFR, por lo que no se generan derechos de cobro ni obligaciones de pago.

$PCCFR$: El precio de los desvíos intencionados que resultan del proceso de contención de la frecuencia es la suma de una componente de referencia de precios y una componente dependiente del desvío de frecuencia del área síncrona continental europea. Este precio se calcula conforme a lo establecido en las normas CCFR.

$$IMPNOINTEN = DesvNoInt \times PCCU$$

El desvío no intencionado es la diferencia entre la medida y el programa más el desvío intencionado.

PCCU: El precio de los desvíos no intencionados es la suma de una componente de referencia de precios y una componente dependiente del desvío de frecuencia del área síncrona continental europea. Este precio coincide con el precio PCCFR.

Los Centros de Coordinación del área síncrona continental europea son los encargados de calcular y publicar a los operadores de los sistemas eléctricos los desvíos y los precios anteriormente indicados para su liquidación de acuerdo con lo dispuesto en este apartado.

14.4 Acciones coordinadas de balance con otros sistemas.

La energía de las acciones coordinadas de balance con otros sistemas se valorará desde el sistema español al precio de desvíos establecido en el apartado 13 que sea aplicable al sentido correspondiente a la acción de balance. Se realizará una anotación para cada interconexión en la cuenta del operador del sistema para su liquidación de acuerdo con lo establecido en el PO 14.6.

Si la acción de balance es en sentido importador (ABI) se anotará un derecho de cobro que se calculará con la fórmula siguiente:

$$DCAB = \sum ABI \times PDESVS$$

Si la acción de balance es en sentido exportador (ABE) se anotará una obligación de pago que se calculará con la fórmula siguiente:

$$OPAB = \sum ABE \times PDESVB$$

14.5 Desvío por descuadre en los programas en las interconexiones.

La diferencia de energía entre los programas comunicados por el operador del mercado que afecta a los intercambios con otros sistemas y el programa recibido desde la Plataforma de Contratación Continua Europea como resultado de las transacciones realizadas en la misma se valorará al precio del desvío establecido en el apartado 13 que sea aplicable al sentido correspondiente de la diferencia.

Se anotará un derecho de cobro o una obligación de pago según el sentido del descuadre calculado según la fórmula siguiente:

$$DCDESC = ENEDESCI \times PDESVS, \text{ si el descuadre es en sentido importador}$$

$$OPDESC = ENEDESCE \times PDESVB, \text{ si el descuadre es en sentido exportador}$$

Donde:

ENEDESCI = Diferencia de energía entre el programa importador comunicado por OMIE al OS, que tomará valor cero en caso de ausencia de programa, y el programa importador enviado al OS desde la Plataforma de Contratación Continua Europea como resultado de las transacciones realizadas en el mercado intradiario continuo o en las subastas intradiarias.

ENEDESCE = Diferencia de energía entre el programa exportador comunicado por OMIE al OS, que tomará valor cero en caso de ausencia de programa y el programa exportador enviado al OS desde la Plataforma de Contratación Continua Europea como resultado de las transacciones realizadas en el mercado intradiario continuo o en las subastas intradiarias.

El saldo que resulte en la interconexión con Francia se financiará con cargo a las rentas de congestión correspondientes al sistema eléctrico español, conforme a lo establecido en la Circular 3/2019 de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen las metodologías que regulan el funcionamiento del mercado mayorista de electricidad y de la gestión de la operación

del sistema. Se procederá de igual forma con el saldo que resulte en la interconexión con Portugal.

14.6 Desvío por incidencias en las plataformas de balance.

En caso de incidencia en el proceso de activación de energías de balance en el sistema eléctrico peninsular español, se garantizará la asignación del producto en las interconexiones internacionales.

Se anotará un derecho de cobro o una obligación de pago según el sentido, valorando la energía al precio del desvío que corresponda. El saldo que resulte se financiará con cargo a las rentas de congestión correspondientes al sistema eléctrico español.

IV. Saldo de liquidación de energías posteriores al PHFC

15. Excedente o déficit de la liquidación de energías posteriores al Programa Final

El saldo horario de la liquidación de energías posteriores al PHFC (SALDOLIQ) es la suma de los derechos de cobro y obligaciones de pago de la liquidación horaria y cuarto-horaria de todas las energías posteriores al PHFC, excluyendo el importe del sobrecoste de las restricciones en tiempo real y de los intercambios de apoyo.

Si la suma es positiva existirá un coste y si es negativa existirá un ingreso.

El saldo SALDOLIQ se integrará en el coste horario de los servicios de ajuste del sistema que se liquidará a la demanda conforme a lo establecido en este procedimiento.

V. Liquidación de la reserva de balance

16. Reserva de regulación secundaria

16.1 Reserva de regulación secundaria a subir.

La asignación de reserva de regulación secundaria a subir dará lugar a un derecho de cobro para cada BSP de aFRR z con reserva a subir asignada que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCRSS_z = RSS_z \times PMRSS$$

Donde:

RSS_z = Reserva de regulación secundaria a subir asignada al BSP de aFRR z.

$PMRSS$ = Precio marginal de la reserva de regulación secundaria a subir.

16.2 Reserva de regulación secundaria a bajar.

La asignación de reserva de regulación secundaria a bajar dará lugar a un derecho de cobro para cada BSP de aFRR z con reserva a bajar asignada que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCRSB_z = RSB_z \times PMRSB$$

Donde:

RSB_z = Reserva de regulación secundaria a bajar asignada al proveedor z.

$PMRSB$ = Precio marginal de la reserva de regulación secundaria a bajar.

16.3 Incumplimientos asociados al mercado de reserva de regulación secundaria.

16.3.1 Incumplimiento de envío de ofertas de respaldo de energía de regulación secundaria.

En caso de incumplimiento de envío de ofertas de respaldo de energía de regulación secundaria, se anotará al BSP de aFRR z una obligación de pago para cada sentido, subir y bajar, que se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{OPRSSRES}_z = - \text{RSSRES}_z \times \text{PMRSS} \times \text{KRES}$$

$$\text{OPRSBRES}_z = - \text{RSBRES}_z \times \text{PMRSB} \times \text{KRES}$$

Siendo:

$$\text{RSSRES}_z = \text{VARaFRRUP}_z - \text{REOFUP respaldo}_z$$

$$\text{RSBRES}_z = \text{VARaFRRDW}_z - \text{REOFDW respaldo}_z$$

Donde:

PMRSS = Precio marginal de reserva de regulación secundaria a subir.

PMRSB = Precio marginal de reserva de regulación secundaria a bajar.

KRES = Coeficiente de incumplimiento = 0,15.

VARaFRRUP_z = Reserva a subir asignada al BSP de aFRR z.

VARaFRRDW_z = Reserva a bajar asignada al BSP de aFRR z.

REOFUP respaldo_z = Reserva a subir ofertada por el BSP de aFRR z.

REOFDW respaldo_z = Reserva a bajar ofertada por el BSP de aFRR z.

16.3.2 Incumplimiento en el envío de ofertas de energía de regulación secundaria.

En caso de incumplimiento de envío de ofertas de energía de regulación secundaria, se anotará al BSP de aFRR z una obligación de pago para cada sentido, subir y bajar, que se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{OPRSS}_z = - \text{RSS}_z \times \text{PMRSS} \times \text{KI}$$

$$\text{OPRSB}_z = - \text{RSB}_z \times \text{PMRSB} \times \text{KI}$$

Siendo:

$$\text{RSS}_z = \text{VARaFRRUP}_z - \text{REOFUP}_z$$

$$\text{RSB}_z = \text{VARaFRRDW}_z - \text{REOFDW}_z$$

Donde:

PMRSS = Precio marginal de reserva de regulación secundaria a subir.

PMRSB = Precio marginal de reserva de regulación secundaria a bajar.

KI = Coeficiente de incumplimiento = 1,5.

VARaFRRUP_z = Reserva a subir asignada al BSP de aFRR z.

VARaFRRDW_z = Reserva a bajar asignada al BSP de aFRR z.

REOFUP_z = Reserva a subir ofertada por el BSP de aFRR z.

REOFDW_z = Reserva a bajar ofertada por el BSP de aFRR z.

16.4 Coste de la reserva de regulación secundaria.

El coste de la reserva de regulación secundaria será la suma de los derechos de cobro y obligaciones de pago de los apartados 17.1, 17.2 y 17.3.

El coste de la reserva de regulación secundaria (CFBAN) se liquidará a la demanda (CFBANDEM) y a los BRP en proporción a su desvío (CFBANDES).

El coste de la reserva de regulación secundaria asignado a la demanda CFBANDEM se integrará en el coste horario de los servicios de ajuste del sistema (CSA), que se repartirá a las unidades de adquisición conforme a lo establecido en este procedimiento.

En el caso de la liquidación del coste de la reserva de regulación secundaria asignado a los BRP CFBANDES, se realizará una única anotación cuarto-horaria por BRP.

17. Asignación de potencia en el servicio de respuesta activa de la demanda

17.1 Liquidación de la potencia asignada en el servicio de respuesta activa de la demanda.

La asignación de potencia del servicio de respuesta activa de la demanda dará lugar a un derecho de cobro para cada unidad de programación de demanda que se calcula para cada hora según la fórmula siguiente:

$$DCBANRAD = BANRAD \times PMBANRAD$$

Donde:

BANRAD = Potencia asignada en la subasta.

PMBANRAD = Precio marginal resultante del proceso de asignación de la subasta.

El cálculo anterior no aplicará a aquellos periodos horarios en los que no se requiere la aplicación del servicio.

17.2 Liquidación del incumplimiento del servicio de respuesta activa de la demanda.

En cada hora, se verificará que la unidad de programación dispone de la potencia activa a subir asignada en la subasta. El incumplimiento de la disponibilidad dará lugar a una obligación de pago que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPBANRAD = - PNODISP \times PMBANRAD \times k$$

Siendo:

PMBANRAD = Precio marginal resultante del proceso de asignación de la subasta.

PNODISP = Potencia media horaria incumplida = $\sum_{\text{ciclo}} \text{PNODISP}_{\text{ciclo}} / \text{NC}$

K = Factor de penalización; su valor será 1 si la suma de las potencias medias horarias incumplidas es menor o igual al 10% de la suma de las potencias horarias asignadas a la unidad de programación en el periodo de aplicación del servicio; su valor será 1,5 si la suma de las potencias medias horarias incumplidas es mayor al 10% de la suma de las potencias horarias asignada a la unidad de programación en el periodo de aplicación del servicio.

Donde:

$\text{PNODISP}_{\text{ciclo}}$ = Diferencia positiva entre la potencia asignada menos el valor absoluto de la telemida en barras de central en cada ciclo de lectura de telemida en la hora. Si el valor absoluto de la telemida es superior a la potencia asignada, este valor será cero. Para la elevación a barras de central se considerarán los coeficientes de pérdidas publicados por Resolución de la CNMC. Por defecto, se aplicarán los coeficientes correspondientes al peaje de acceso 6.1TD, excepto comunicación expresa y justificada de un peaje de acceso diferente por parte del proveedor. Esta comunicación deberá realizarse por los medios establecidos por el operador del sistema con una antelación mínima de diez días hábiles antes del inicio del periodo de aplicación del servicio.

NC = Número de ciclos de lectura de telemida en la hora.

No se considerarán a efectos del cálculo de la potencia incumplida los periodos horarios en los que no se requiera la aplicación del servicio.

Tampoco se considerarán a efectos del cálculo de la potencia incumplida las horas donde se haya producido la activación del servicio y las dos horas posteriores a dicho periodo. En caso de que la activación se produzca en el primer cuarto de hora, tampoco se considerará la hora anterior al periodo de activación.

En caso de activación del servicio, se verificará que el PHFC de la unidad es suficiente para activar la totalidad de la potencia asignada (el redespacho es igual a la potencia asignada en la subasta). En caso de que no fuera suficiente, se considerará incumplida la potencia correspondiente a la energía no activada:

$$OPBANRAD = PNODISP_{act} \times PMBANRAD$$

Donde:

$$PNODISP_{act} = \min(0, ERADS - BANRAD).$$

17.3 Coste de la asignación de potencia del servicio de respuesta activa.

El coste horario de la asignación de potencia del servicio de respuesta activa será la suma de los derechos de cobro y obligaciones de pago de los apartados 18.1 y 18.2.

Este coste (CFSRAD) se liquidará a la demanda (CFSRADDEM) y a los BRP en proporción a su desvío (CFSRADDES).

El coste asignado a la demanda CFSRADDEM se integrará en el coste horario de los servicios de ajuste del sistema y se repartirá a las unidades de adquisición conforme a lo establecido en este procedimiento.

En el caso de la liquidación del coste asignado a los BRP CFSRADDES, se calculará el coste en cada cuarto de hora dividiendo el coste horario entre cuatro y se realizará una única anotación cuarto-horaria por BRP.

VI. Liquidación de la solución de restricciones técnicas

18. Solución de restricciones técnicas

El proceso de solución de restricciones técnicas incluye la energía programada a subir o bajar para resolver las restricciones técnicas al programa diario base de funcionamiento (PDBF), fase 1, de la energía programada para equilibrar el programa generación demanda tras la solución de restricciones técnicas al PDBF, fase 2, y de la energía programada a subir o a bajar para resolver las restricciones técnicas en tiempo real.

19. Energía programada en el proceso de restricciones técnicas del Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF)

Modificación del programa PDBF por criterios de seguridad.

19.1 Restricciones técnicas del PDBF a subir en fase 1 a unidades de venta con oferta.

La asignación de energía a subir para la resolución de restricciones técnicas del PDBF, dará lugar a un derecho de cobro de la unidad u , por cada bloque de energía b asignado, que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCERPVPV_{u,b} = ERPVPV_{u,b} \times POPVPV_{u,b} + CAF_u / NARRF + CAC_u / NARRC + ChAA + DCAA_u.$$

Donde:

$ERPVPV_{u,b}$ = Energía a subir del bloque b de oferta de la unidad u asignada en fase 1.

$POPVPV_{u,b}$ = Precio de la oferta para el bloque b de la unidad u .

CAF_u = Coste del arranque en frío del término específico de la oferta en el caso de grupos térmicos en caso de que exista un arranque programado frío en dicho periodo.

CAC_u = Coste del arranque en caliente del término específico de la oferta en el caso de grupos térmicos en caso de que exista un arranque programado caliente en dicho periodo.

$NARRF$ = Número de periodos de programación que han requerido el arranque frío.

$NARRC$ = Número de periodos de programación que han requerido el arranque caliente.

$ChAA$ = Coste por periodo por programación de una turbina de gas adicional en el caso de ciclos combinados multieje.

La consideración de la existencia de un arranque programado, del número y tipo de arranque vendrá determinado de acuerdo a lo establecido en el P.O.3.2 Restricciones técnicas.

Los ciclos combinados multieje podrán incorporar adicionalmente en su oferta un término específico de coste de arranque de una turbina de gas adicional, que dará lugar a un derecho de cobro que se calculará según la fórmula siguiente:

$$DCAA_u = NarrA_u \times CAA_u / NAA_u$$

Donde:

$NarrA_u$ = Número de turbinas de gas adicionales arrancadas.

CAA_u = Coste del arranque de la turbina gas adicional.

NAA_u = Número de periodos de programación que han requerido arranque adicional de turbinas de gas.

Si hay reducción en el número de arranques o variación del tipo de arranque programado se recalcularán los derechos de cobro utilizando el número y tipo de arranques efectivamente realizados. Se tendrán en cuenta que un arranque programado como frío, al ser revisado, puede convertirse en un arranque en caliente de acuerdo con las medidas recibidas, pero no al revés.

19.1.1 Incumplimiento de los arranques programados o del modo de funcionamiento asignado.

Se revisarán los arranques programados de acuerdo con lo establecido en el apartado 3.2 del PO 3.2 comprobando que exista algún periodo de programación anterior con medida menor o igual que cero y comprobando el tipo específico de arranque (frío o caliente), teniendo en cuenta que un arranque programado como frío, al ser revisado, puede convertirse en un arranque en caliente de acuerdo con las medidas recibidas, pero no al revés. Se tendrán en consideración para ello las medidas de la unidad en las últimas 5 horas del día anterior al día objeto de liquidación.

En el caso de ciclos combinados multieje, los arranques de turbinas de gas adicionales se revisarán comprobando que han sido efectivamente realizados según las medidas de cada turbina y comprobando que exista algún periodo de programación anterior con medida menor o igual que cero.

En el caso de un grupo térmico hibridado, los arranques del grupo térmico se revisarán comprobando que han sido efectivamente realizados según las medidas del grupo térmico.

Se anotará una obligación de pago en cada periodo de programación en que no se ha realizado el arranque correspondiente.

$$OPINCARR_u = - (CAF_u / NARRF + CAC_u / NARRC)$$

$$OPINCDCAA_u = - (NarrA_u \times CAA_u / NAA_u)$$

Donde:

CAF_u = Coste del arranque en frío del término específico de la oferta en el caso de grupos térmicos en caso de que exista un arranque programado frío en dicho periodo.

CAC_u = Coste del arranque en caliente del término específico de la oferta en el caso de grupos térmicos en caso de que exista un arranque programado caliente en dicho periodo.

$NARRF$ = Número de periodos de programación que han requerido un arranque frío.

$NARRC$ = Número de periodos de programación que han requerido un arranque caliente.

$NarrA_u$ = Número de turbinas de gas adicionales arrancadas.

CAA_u = Coste del arranque de una turbina de gas adicional.

NAA_u = Número de periodos que han requerido arranque adicional de turbinas de gas.

Se revisará el modo de funcionamiento asignado, comprobando que ha sido efectivamente realizado según las medidas de cada turbina y en caso de incumplimiento, se anotará una obligación de pago en cada periodo de programación:

$$OPINCCChAA_u = - ChAA$$

$ChAA$ = Coste por periodo por programación de una turbina de gas adicional en el caso de ciclos combinados multiteje

19.2 Restricciones técnicas del PDBF a subir en fase 1 a unidades de venta sin oferta o insuficiencia de la oferta existente.

La asignación de energía a subir para la resolución de restricciones técnicas del PDBF por mecanismo excepcional de resolución dará lugar a un derecho de cobro de la unidad u que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCERPVPVMER_u = ERPVPVMER_u \times 1,15 \times PMD \text{ si } PMD \geq 0$$

$$DCERPVPVMER_u = ERPVPVMER_u \times 1,15 \times PMED \text{ si } PMD < 0$$

Donde:

$ERPVPVMER_u$ = Energía redespachada a subir por restricciones técnicas del PDBF por mecanismo excepcional de resolución de la unidad de venta u .

$PMED$ = Valor medio aritmético del precio marginal resultante del mercado diario en el mes inmediato anterior en el periodo de programación correspondiente.

19.3 Restricciones técnicas del PDBF a subir en fase 1 a unidades de adquisición y de exportación.

La asignación de energía a subir para la resolución de restricciones técnicas del PDBF a unidades de adquisición y de exportación dará lugar a un derecho de cobro de la unidad u , que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCERPVP_{C_u} = ERPVP_{C_u} \times PMD$$

Donde:

$ERPVP_{C_u}$ = Energía a subir redespachada para la resolución de restricciones técnicas del PDBF de la unidad de compra u .

19.4 Restricciones técnicas del PDBF a bajar en fase 1 a unidades de venta.

La asignación de energía a bajar para la resolución de restricciones técnicas del PDBF a unidades de venta dará lugar a una obligación de pago para la unidad u , que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPERVPV_{V_u} = ERPVP_{B_u} \times PMD$$

Donde:

$ERPVP_{B_u}$ = Energía a bajar redespachada para la resolución de restricciones técnicas del PDBF de la unidad de venta u .

19.5 Restricciones técnicas del PDBF a bajar en fase 1 a unidades de adquisición.

La asignación de energía a bajar para la resolución de restricciones técnicas del PDBF a unidades de adquisición dará lugar a una obligación de pago para la unidad u , que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPERVPV_{V_u} = ERPVP_{B_u} \times POPVP_{B_{u,b}}$$

Donde:

$ERPVP_{B_u}$ = Energía a bajar redespachada para la resolución de restricciones técnicas del PDBF de la unidad de adquisición u .

$POPVP_{B_{u,b}}$ = Precio oferta para el bloque b de la unidad adquisición de u .

19.6 Incumplimientos de las asignaciones a subir de fase 1 para unidades de venta.

Los redespachos por restricciones del PDBF se comprobarán horariamente mientras no exista producto cuarto-horario en el mercado diario.

En el caso de que en todos los periodos de programación del día con energía programada a subir en fase 1, la energía medida para la unidad sea igual o superior a la programada por seguridad en el PDVP, se mantendrán los derechos de cobro por energía calculados según los párrafos anteriores.

En el caso de que la medida de un periodo de programación sea inferior a la programada por seguridad en el PDVP se anotará una obligación de pago calculada según la fórmula siguiente:

$$OPEINCSPV_{V_u} = EINCSPV_{V_u} \times (PMEDPVPS_u - PMD) \text{ siempre que } PMEDPVPS_u > PMD$$

Donde:

$EINCSPVP_u$ = Energía incumplida a subir en fase 1 de la unidad u descontando el incumplimiento motivado por energía a bajar por restricciones en tiempo real.

$PMEDPVPS_u$ = Precio medio ponderado de toda la energía programada a subir para la resolución de restricciones técnicas del PDBF en la fase 1 de la unidad u .

La energía incumplida se calcula según la fórmula siguiente:

$$EINCSPVP_u = \max [-ERPVP_u; \min (0, MEDRTR - PVP)]$$

Donde:

$MEDRTR$ = Valor de energía empleado para el cálculo del incumplimiento de energía a subir de fase 1, en la que se descuenta el incumplimiento motivado por energía a bajar por restricciones en tiempo real. Este valor se calcula conforme a las fórmulas siguientes, según el caso.

$MEDRTR = MBC$ si $RTR \geq 0$ o si $PVP \leq PHFC + TG$

$MEDRTR = \max (PDBF, MBC) + \min [PVP - (PHFC+TG), -RTR]$ si $RTR < 0$ y $PVP \geq PHFC + TG$

MBC = Medida en barras central, según se establece en el anexo II.

TG = Suma de energía de regulación terciaria y restricciones en tiempo real.

RTR = Suma de energía de restricciones en tiempo real.

19.7 Incumplimientos de las asignaciones a bajar de fase 1 para unidades de venta.

En el caso de que en todos los periodos de programación del día con energía programada a bajar en fase 1, la energía medida para la unidad sea igual o inferior a la programada por seguridad en el PDVP, se mantendrán las obligaciones de pago calculadas según los párrafos anteriores.

En el caso de que la medida de un periodo de programación sea superior a la programada por seguridad en el PDVP se anotará una obligación de pago calculada según la fórmula siguiente:

$$OPEINCBPVP_u = EINCBPVP_u \times 0,2 \times \text{abs} (PMD)$$

Donde:

$$EINCBPVP_u = \max (ERPVPB, \min (0, PVP - MEDRTRB))$$

Donde:

$EINCBPVP_u$ = Energía incumplida a bajar en fase 1 de la unidad u , descontando el incumplimiento motivado por energía a subir por restricciones en tiempo real.

$MEDRTRB$ = Valor de energía empleada para el cálculo del incumplimiento de energía a bajar de fase 1, en la que se descuenta el incumplimiento motivado por energía a subir por restricciones en tiempo real. Este valor se calcula conforme a las fórmulas siguientes, según el caso:

$MEDRTRB = MBC$ si $RTR \leq 0$ o si $PVP \geq PHFC + TG$

$MEDRTRB = MBC + \min [PVP - (PHFC+TG), -RTR]$ si $RTR > 0$ y $PVP < PHFC + TG$

MBC = Medida en barras central, según se establece en el anexo II.

TG = Suma de energía de regulación terciaria y restricciones en tiempo real.

RTR = Suma de energía de restricciones en tiempo real.

19.8 Energía retirada por congestión en frontera internacional.

La energía retirada del Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF) a las unidades de venta o adquisición de transacciones asociadas a un contrato bilateral con entrega física por congestión en frontera internacional no darán lugar a liquidación económica alguna.

Reequilibrio de generación y demanda.

19.9 Energía programada a subir en fase 2 de restricciones técnicas de unidades de venta y adquisición con oferta presentada.

La asignación de energía a subir para resolver un déficit de generación y obtener así un programa equilibrado generación-demanda dará lugar a un derecho de cobro de la unidad u , por cada bloque de energía b asignado, que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCERECOOS_{u,b} = ERECOOS_{u,b} \times POECOS_{u,b}$$

Donde:

$ERECOOS_{u,b}$ = Energía del bloque b de oferta de la unidad u asignada en fase 2.

$POECOS_{u,b}$ = Precio de la oferta de energía a subir del bloque b de la unidad u , para el proceso de resolución de restricciones técnicas.

19.10 Energía programada a subir a unidades de venta y adquisición en fase 2 de restricciones técnicas sin oferta presentada estando obligado a ello.

La energía asignada a subir para resolver un déficit de generación y obtener así un programa equilibrado generación-demanda a unidades de venta o adquisición que no hayan presentado la correspondiente oferta de energía a subir para el proceso de resolución de restricciones técnicas, dará lugar a un derecho de cobro que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCERECOS_u = ERECOS_u \times 0,85 \times PMD \text{ si } PMD \geq 0$$

$$OPERECOS_u = ERECOS_u \times 1,15 \times PMD \text{ si } PMD < 0$$

Donde:

$ERECOS_u$ = Energía a subir a la unidad u en fase 2, sin oferta disponible estando obligado a ello.

19.11 Energía programada a subir a unidades de adquisición o de venta en fase 2 de restricciones técnicas por mecanismo excepcional de resolución.

Cuando se realicen asignaciones a subir por mecanismo excepcional de resolución, dará lugar a un derecho de cobro que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCERECOMERS_u = ERECOMERS_u \times 1,15 \times PMD \text{ si } PMD \geq 0$$

$$DCERECOMERS_u = ERECOMERS_u \times 1,15 \times PMED \text{ si } PMD < 0$$

Donde:

$ERECOMERS_u$ = Energía asignada a subir a la unidad u , sin oferta disponible.

$PMED$ = Valor medio aritmético del precio marginal resultante del mercado diario en el mes inmediato anterior en el periodo de programación correspondiente.

19.12 Energía programada a bajar en fase 2 de restricciones técnicas a unidades de venta y adquisición con oferta presentada.

La asignación de energía a bajar para resolver un exceso de generación y obtener así un programa equilibrado generación-demanda dará lugar a una obligación de pago de la unidad u , por cada bloque de energía b asignado, que se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{OPERECSOBS}_{u,b} = \text{ERECOSBS}_{u,b} \times \text{POECOB}_{u,b}$$

Donde:

$\text{ERECOSBS}_{u,b}$ = Energía a bajar del bloque b de la oferta de la unidad u asignada en fase 2.

$\text{POECOB}_{u,b}$ = Precio de la oferta de energía a bajar del bloque b de la unidad u , para el proceso de resolución de restricciones técnicas.

19.13 Energía programada a bajar en fase 2 a unidades de venta y adquisición sin oferta presentada estando obligadas a ello.

La energía asignada a bajar para resolver un exceso de generación y obtener así un programa equilibrado generación-demanda a unidades que no hayan presentado la correspondiente oferta de energía a bajar para el proceso de resolución de restricciones técnicas dará lugar a una obligación de pago que se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{OPERECOSOB}_u = \text{ERECOSOB}_u \times 1,15 \times \text{PMD si } \text{PMD} \geq 0$$

$$\text{DCERECOSOB}_u = \text{ERECOSOB}_u \times 0,85 \times \text{PMD si } \text{PMD} < 0$$

Donde:

ERECOSOB_u = Energía a bajar en fase 2 a la unidad u , sin oferta presentada.

19.14 Energía programada a bajar en fase 2 a unidades de venta y adquisición por mecanismo excepcional de resolución.

Cuando se realicen asignaciones por mecanismo excepcional de resolución, dará lugar a una obligación de pago que se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{OPERECOMERB}_u = \text{ERECOMERB}_u \times 0,85 \times \text{PMD si } \text{PMD} \geq 0$$

$$\text{DCERECOMERB}_u = \text{ERECOMERB}_u \times 1,15 \times \text{PMD si } \text{PMD} < 0$$

Donde:

ERECOMERB_u = Energía asignada a bajar a la unidad u , sin oferta disponible.

19.15 Coste de las restricciones técnicas del PDBF.

El coste de las restricciones técnicas del PDBF (SCPVP) se calcula como la suma de todos los derechos de cobro y obligaciones de pago de los apartados 20.1 a 20.14. Si la suma es positiva existirá un coste y si es negativa un ingreso.

El coste SCPVP se integrará en el coste horario agregado de los servicios de ajuste del sistema que se liquidará a la demanda conforme a lo establecido en este procedimiento.

20. Restricciones técnicas en tiempo real

20.1 Restricciones técnicas en tiempo real a subir a unidades de venta con oferta presentada para el proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF.

La asignación de energía a subir por seguridad en tiempo real empleando la oferta presentada para el proceso de solución de restricciones dará lugar a un derecho de cobro para la unidad que se calcula según la fórmula siguiente:

El derecho de cobro por restricciones en tiempo real a unidades de venta que hayan presentado oferta de la unidad u por cada bloque de energía b asignado se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCERTS_{u,b} = ETRS_{u,b} \times PO_{u,b} + CAF_u / NARRF + CAC_u / NARRC + ChAA + DCAA_u$$

Donde:

$ETRS_{u,b}$ = Energía a subir del bloque b de la oferta de la unidad de venta u por solución de restricciones en tiempo real.

$PO_{u,b}$ = Precio de la oferta para el bloque de energía b .

CAF_u = Coste del arranque en frío del término específico de la oferta en el caso de grupos térmicos en caso de que exista un arranque programado frío en dicho periodo.

CAC_u = Coste del arranque en caliente del término específico de la oferta en el caso de grupos térmicos en caso de que exista un arranque programado caliente en dicho periodo.

$ChAA$ = Coste por periodo por programación de una turbina de gas adicional en el caso de ciclos combinados multieje.

$NARRF_u$ = Número de periodos de programación que han requerido un arranque frío.

$NARRC$ = Número de periodos de programación que han requerido un arranque caliente.

La consideración de la existencia de un arranque programado, del número y tipo de arranque vendrá determinado de acuerdo a lo establecido en el P.O.3.2 Restricciones técnicas.

Los ciclos combinados multieje podrán incorporar adicionalmente en su oferta un término específico de coste de arranque de una turbina de gas adicional, que dará lugar a un derecho de cobro que se calculará según la fórmula siguiente:

$$DCAA_u = NarrA_u \times CAA_u / NAA_u$$

Donde:

$NarrA_u$ = Número de turbinas de gas adicionales arrancadas.

CAA_u = Coste del arranque de una turbina de gas adicional.

NAA_u = Número de periodos que han requerido arranque adicional de turbinas de gas.

Si hay reducción en el número de arranques o variación del tipo de arranque, se recalcularán los derechos de cobro calculados en este apartado utilizando el número y tipo de arranques efectivamente realizados. Se tendrán en cuenta que un arranque programado como frío, al ser revisado, puede convertirse en un arranque en caliente, de acuerdo con las medidas recibidas, pero no al revés.

En el caso de que, en todos los periodos de programación con energía programada a subir por restricciones en tiempo real, la energía medida para la unidad sea igual o superior a la energía programada descontando la energía de regulación terciaria a bajar, se mantendrán los derechos de cobro calculados y revisados según el párrafo anterior.

20.1.1 Incumplimiento de los arranques programados o del modo de funcionamiento asignado.

Se revisarán los arranques programados de acuerdo con lo establecido en P.O.3.2 comprobando que exista algún período anterior con medida cuarto-horaria menor o igual que cero y se comprobará el tipo específico de arranque (frío o caliente), teniendo en cuenta que un arranque programado como frío al ser revisado puede convertirse en un arranque en caliente de acuerdo con las medidas recibidas, pero no al revés. Se tendrán en consideración para ello las medidas de la unidad en las últimas 5 horas del día anterior al día objeto de liquidación.

En el caso de ciclos combinados multiejes, los arranques de turbinas de gas adicionales se revisarán comprobando si han sido efectivamente realizados según las medidas de cada turbina comprobando que exista algún período anterior con medida cuarto-horaria menor o igual que cero.

En el caso de un grupo térmico hibridado, los arranques del grupo térmico se revisarán comprobando que han sido efectivamente realizados según las medidas del grupo térmico.

Se anotará una obligación de pago en cada periodo de programación en que no se ha realizado el arranque correspondiente.

$$OPINCARR_u = - (CAF_u / NARRF + CAC_u / NARRC)$$

$$OPINCDCAA_u = - (Narra_u \times CAA_u / NAA_u)$$

Donde:

CAF_u = Coste del arranque en frío del término específico de la oferta de grupos térmicos en caso de que exista un arranque programado frío en dicho periodo.

CAC_u = Coste del arranque en caliente del término específico de la oferta de grupos térmicos en caso de que exista un arranque programado caliente en dicho periodo.

$NARRF$ = Número de periodos de programación que han requerido un arranque frío.

$NARRC$ = Número de periodos de programación que han requerido un arranque caliente.

$Narra_u$ = Número de turbinas de gas adicionales arrancadas.

CAA_u = Coste del arranque de una turbina de gas adicional.

NAA_u = Número de periodos que han requerido arranque adicional de turbinas de gas.

Se revisará el modo de funcionamiento asignado, comprobando que ha sido efectivamente realizado según las medidas de cada turbina y en caso de incumplimiento, se anotará una obligación de pago en cada periodo de programación:

$$OPINCChAA_u = - ChAA$$

$ChAA$ = Coste por periodo por programación de una turbina de gas adicional en el caso de ciclos combinados multieje

20.2 Restricciones técnicas en tiempo real a subir a unidades de venta sin oferta.

El derecho de cobro por la energía asignada sobre unidades que no han presentado oferta o que han agotado la oferta existente, se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCERTRMER_u = ERTRMERS_u \times 1,15 \times PMD \text{ si } PMD \geq 0$$

$$DCERTRMER_u = ERTRMERS_u \times 1,15 \times PMED \text{ si } PMD < 0$$

Donde:

$ERTRMERS_u$ = Energía programada a subir a la unidad de venta u por solución de restricciones en tiempo real sin oferta aplicable.

$PMED$ = Valor medio aritmético del precio marginal resultante del mercado diario en el mes inmediato anterior en el periodo de programación correspondiente.

20.3 Restricciones técnicas en tiempo real a subir a unidades de adquisición de demanda con oferta.

El derecho de cobro por la energía asignada sobre unidades de adquisición se calcula según la fórmula siguiente:

Donde:

$$DCERTRS_{u,b} = ERTRS_{u,b} \times POS_{u,b}$$

Donde:

$ERTRS_{u,b}$ = Energía programada a subir de la unidad de adquisición u por solución de restricciones en tiempo real con oferta.

$POS_{u,b}$ = Precio de la energía programada a subir en las restricciones.

20.4 Restricciones técnicas en tiempo real a bajar a unidades de venta con oferta presentada para el proceso de solución de restricciones.

La asignación de energía a bajar por seguridad en tiempo real empleando la oferta presentada para el proceso de solución de restricciones, dará lugar a una obligación de pago para la unidad u por cada bloque de energía b asignado, que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPERTRS_{u,b} = ERTRB_{u,b} \times POB_{u,b}$$

Donde:

$ERTRB_{u,b}$ = Energía a bajar del bloque b de la oferta a bajar de la unidad u por solución de restricciones en tiempo real con oferta presentada.

$POB_{u,b}$ = Precio de la oferta a bajar para el bloque de energía b .

20.5 Restricciones técnicas en tiempo real a bajar a unidades de venta sin oferta.

La obligación de pago por la energía asignada a bajar sobre unidades de venta que no han presentado oferta o que han agotado la oferta existente se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPERTRMER_u = ERTMRERB_u \times 0,85 \times PMD \text{ si } PMD \geq 0$$

$$DCERTRMER_u = ERTMRERB_u \times 1,15 \times PMD \text{ si } PMD < 0$$

Donde:

$ERTMRERB_u$ = Energía programada a bajar a la unidad u por solución de restricciones en tiempo real, sin oferta aplicable.

20.6 Restricciones técnicas en tiempo real a bajar de las unidades de adquisición de demanda, consumo de bombeo o almacenamiento con oferta.

La obligación de pago por la energía asignada a bajar de las unidades de adquisición de demanda se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{OPERTRB}_{u,b} = \text{ERTRB}_{u,b} \times \text{POB}_{u,b}$$

Donde:

$\text{ERTRB}_{u,b}$ = Energía a bajar por la unidad u por solución de restricciones técnicas con oferta.

$\text{POB}_{u,b}$ = Precio de la oferta a bajar para el bloque de energía b .

20.7 Restricciones técnicas en tiempo real a bajar de las unidades de adquisición de consumo de bombeo o almacenamiento sin oferta.

La obligación de pago por la energía asignada a bajar de las unidades de adquisición de bombeo o almacenamiento se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{OPERTRMER}_u = \text{ERTRSOB}_u \times 0,85 \times \text{PMD} \text{ si } \text{PMD} \geq 0$$

$$\text{DCERTRMER}_u = \text{ERTRSOB}_u \times 1,15 \times \text{PMD} \text{ si } \text{PMD} < 0$$

Donde:

ERTRSOB_u = Energía programada a bajar a la unidad u por solución de restricciones en tiempo real, sin oferta aplicable.

20.8 Incumplimientos de las asignaciones en tiempo real a subir.

En el caso de que, en todos los periodos de programación con energía programada a subir por restricciones en tiempo real, la energía medida para la unidad sea igual o superior a la energía programada descontando la energía de regulación terciaria a bajar, se mantendrán los derechos de cobro calculados y revisados según los párrafos anteriores.

En el caso de que la medida sea inferior a la energía programada a subir por restricciones en tiempo real, se determinará el valor de la energía incumplida y se anotará una obligación de pago calculada según la fórmula siguiente:

$$\text{OPEINCLTR}_u = \text{EINCRTRS}_u \times (\text{PORP}_u - \text{PMD})$$

Donde:

EINCRTRS_u = Energía incumplida de restricciones en tiempo real a subir de la unidad u . Se tomará valor cero si en el periodo de programación existe energía de restricciones en tiempo real a bajar en la unidad u . Se calculará según la fórmula siguiente:

$$\text{EINCRTRS}_u = \max(-\text{ERTRS}_u, \min(0, \text{MBC}_u - (\max(\text{PHFC}_u + \text{IT}_u + \text{TGB}, 0) + \text{ERTRS}_u)))$$

Donde:

MBC_u = Medida en barras de central, según se establece en el anexo II.

IT_u = Energía por cambios de programa de la unidad u .

TGB = Suma de energía de regulación terciaria a bajar.

ERTRS_u = Energía programada a subir a la unidad u por restricciones en tiempo real.

POR_u = Precio medio de la energía programada a subir por restricciones en tiempo real en el periodo de programación.

20.9 Incumplimientos de las asignaciones de energía en tiempo real a bajar de las unidades de venta.

En el caso de que la medida en un período de programación para una unidad de venta sea superior a la energía programada por seguridad, el valor de la energía incumplida se determinará de la siguiente manera:

$$OPEINCRTRB_u = EINCRTRB_u \times (POR_u - PMD)$$

Donde:

$EINCRTRB_u$ = Energía incumplida de restricciones en tiempo real a bajar de la unidad u de venta. Se calculará según la fórmula siguiente:

$$EINCRTRB_u = \min (-ERTRB_u, \max (0, MBC_u - (\max (PHFC_u + IT_u + TGS, 0) + ERTRB_u)))$$

Donde:

MBC_u = Medida en barras de central, según se establece en el anexo II.

IT_u = Energía por cambios de programa de la unidad u .

TGS = Suma de energía de regulación terciaria a subir.

$ERTRB_u$ = Energía programada a bajar a la unidad u por restricciones en tiempo real.

POR_u = Precio de la energía programada a bajar por restricciones en tiempo real en el periodo de programación.

20.10 Coste de las restricciones técnicas en tiempo real.

El coste de las restricciones técnicas en tiempo real se calculará como la diferencia entre la suma de los derechos de cobro y obligaciones de pago de los apartados 21.1 a 21.9 de las unidades de venta y de las unidades de adquisición y el importe de la energía asignada por restricciones técnicas en tiempo real valorada al precio que corresponda según el criterio siguiente:

- Si los redespachos de energía de restricciones técnicas en tiempo real van en el mismo sentido que la necesidad neta del sistema (DT), la energía se valorará al precio del desvío en el sentido contrario de la restricción.
- Si los redespachos de energía de restricciones técnicas van en el sentido contrario de la necesidad neta del sistema (DT), la energía se valorará al precio del desvío en el mismo sentido de la energía de restricciones.
- Si existe horas con coste por restricciones técnicas en tiempo real sin energía de balance la energía se valorará al precio marginal del mercado diario.

Si la suma es positiva existirá un coste y si es negativa un ingreso. El coste (SCRTR) se integrará en el coste horario agregado de los servicios de ajuste del sistema que se liquidará a la demanda conforme a lo establecido en este procedimiento.

21. Intercambios de energía entre sistemas eléctricos por seguridad del sistema

Los intercambios de energía entre sistemas eléctricos por seguridad, programados por restricciones técnicas del PDBF o por restricciones técnicas en tiempo real, darán lugar a las siguientes anotaciones según el sentido del intercambio:

a) Intercambio en sentido importador:

Derecho de cobro en la cuenta del operador del sistema por el importe acordado con el operador del sistema vecino.

La obligación de pago resultado de importe anterior se integrará en el coste horario agregado de los servicios de ajuste del sistema que se liquidará a la demanda conforme a lo establecido en este procedimiento.

b) Intercambio en sentido exportador:

Obligación de pago en la cuenta del operador del sistema igual a la suma de los derechos de cobro anotados a las unidades programadas para este intercambio de energía en restricciones técnicas del PDBF o de tiempo real, según lo establecido en los apartados 19 y 20.

VII. Liquidación de otros conceptos

22. Intercambios de apoyo con precio establecido para el mismo

Los intercambios de apoyo entre sistemas que realice el operador del sistema mediante compensación económica por la energía suministrada a través de las interconexiones se anotarán para cada interconexión en la cuenta del operador del sistema como derecho de cobro, si es en sentido importador, y como obligación de pago, si es en sentido exportador.

El coste de los intercambios de apoyo (SCIA) se calculará como la diferencia entre los derechos de cobro y obligaciones de pago anteriores y el importe de la energía del intercambio valorada al precio marginal del mercado diario.

Si la suma es positiva existirá un coste, si es negativa existirá un ingreso.

El coste por los intercambios de apoyo con precio establecido SCIA se integrará en el coste horario de los servicios de ajuste del sistema que se liquidará a la demanda conforme a lo establecido en este procedimiento.

23. Intercambios de apoyo sin precio

Los intercambios de apoyo que realice el operador del sistema mediante devolución de energía se valorarán al precio marginal del mercado diario realizándose una anotación en una cuenta de compensación horaria a efectos de su liquidación de acuerdo con lo establecido en el PO 14.6. La anotación será un derecho de cobro, si el intercambio es en sentido importador y una obligación de pago, si es en sentido exportador.

El saldo de esta cuenta de compensación se integrará en el coste de los servicios de ajuste del sistema que se liquidará a la demanda conforme a lo establecido en este procedimiento.

24 (bis). Medidas excepcionales de apoyo a sistemas eléctricos vecinos

El coste de las actuaciones excepcionales en el sistema eléctrico peninsular solicitadas por los operadores de los sistemas eléctricos vecinos orientadas a reconducir los flujos por los elementos de la interconexión entre sistemas eléctricos vecinos en situaciones en que esta redistribución pueda contribuir a garantizar la capacidad de

exportación minimizando o evitando la aplicación de acciones coordinadas de balance dará lugar a las siguientes anotaciones:

- Obligación de pago en la cuenta del operador del sistema igual al coste de las actuaciones adoptadas. Este coste ha sido sufragado por el operador del sistema vecino que ha solicitado estas medidas y que, previamente, ha transferido el importe al operador del sistema.

- Derecho de cobro por valor del importe anterior que se reparte como minoración del coste horario agregado de los servicios de ajuste del sistema que se liquidan a la demanda.

El coste de las actuaciones excepcionales orientadas a reconducir los flujos por los elementos de la interconexión entre ambos sistemas en situaciones en que esta redistribución pueda contribuir a aumentar la capacidad de importación y con ello evitar o reducir el deslastre de cargas en caso de situaciones de tensión entre generación y consumo en el sistema eléctrico peninsular dará lugar a las siguientes anotaciones:

- Derecho de cobro en la cuenta del operador del sistema por el importe acordado con el operador del sistema vecino.

- Obligación de pago por valor del importe anterior se repartirá como el coste horario agregado de los servicios de ajuste del sistema que se liquida a la demanda.

24. Reducción del programa de consumo de energía por órdenes de reducción de potencia

La reducción del consumo horario de energía programado en el mercado para cada unidad de adquisición debida a órdenes de reducción de potencia se liquidará al precio del mercado diario, según lo establecido en el artículo 13.3.b) de la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad.

En cada hora con reducción de consumo de energía de una unidad de adquisición, ua, debida a órdenes de reducción de potencia, se anotará un derecho de cobro a la unidad ua que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCSINT_{ua} = ERSINT_{ua} \times PMD$$

Donde:

$ERSINT_{ua}$ = Energía elevada a barras de central de la reducción de consumo horario debida a las órdenes de reducción de potencia a consumidores integrados en la unidad ua.

PMD = Precio marginal del mercado diario.

25. Fallo de programación de las unidades de programación genéricas

25.1 Incumplimiento de la obligación de saldo cero en PDBF.

El saldo de las energías de todas las unidades de programación genéricas de cada participante en el mercado en el PDBF deber ser cero en cada periodo de programación. El operador del sistema informará a la CNMC de los incumplimientos de esta obligación.

25.2 Incumplimiento de la obligación de saldo cero en el PHFC.

El saldo de las energías de todas las unidades de programación genéricas de cada participante en el mercado en el PHFC deber ser cero en cada periodo de programación. El operador del sistema informará a la CNMC de los incumplimientos de esta obligación.

26. Liquidación de las unidades de programación del enlace entre el sistema eléctrico peninsular y el sistema eléctrico balear

26.1 Modificaciones del programa posteriores al mercado intradiario.

Las modificaciones en el programa de las unidades de programación del enlace posteriores al mercado intradiario se liquidarán al precio del mercado diario.

Las anotaciones anteriores formarán parte del saldo resultante del conjunto de derechos de cobro y obligaciones de pago que determinan el saldo SALDOLIQ al que se hace referencia en el apartado 15.

26.2 Desvío del programa.

El desvío neto del programa de energía del enlace del sistema eléctrico peninsular con el sistema eléctrico balear se calculará como diferencia entre la energía medida en el punto frontera del enlace con el sistema peninsular y el programa de liquidación neto de las unidades de programación del enlace y se liquidará al precio del desvío establecido en el apartado 14 según su sentido. El importe se repartirá proporcionalmente entre las unidades de programación del enlace según su programa.

Las anotaciones anteriores formarán parte del saldo resultante del conjunto de derechos de cobro y obligaciones de pago que determinan el saldo SALDOLIQ al que se hace referencia en el apartado 15.

26.3 Efectos en la liquidación de Baleares.

Los derechos de cobro y obligaciones de pago anotados en los apartados 27.1 y 27.2, así como la energía liquidada, se considerarán en la liquidación del despacho de Baleares, según se establece en el apartado 2 del anexo del Real Decreto 1623/2011, de 14 de noviembre, por el que se regulan los efectos de la entrada en funcionamiento del enlace entre el sistema eléctrico peninsular y el balear, y se modifican otras disposiciones del sector eléctrico.

27. Liquidación del control del factor de potencia

Desde la fecha de entrada en vigor del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, el servicio de ajuste de control del factor de potencia, se liquidará según lo establecido en el anexo III de dicho real decreto.

El importe mensual se dividirá entre el número de horas del mes y el ingreso horario así calculado se integrará en el coste horario agregado de los servicios de ajuste del sistema que se asigna a la demanda, minorando este coste.

28. Servicio de control de tensión

28.1 Prestación básica.

La energía reactiva generada y absorbida de la prestación básica siguiendo una consigna fija según el apartado 6.1.1 b) del PO 7.4 dará lugar en cada hora a un derecho de cobro para cada unidad u que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCQB = QBP \times PQBP + QBN \times PQBN$$

Siendo:

QBP = Energía reactiva retribuable (suma de la generada y absorbida), calculada según el apartado 10.3 del PO 7.4, en horas con producción neta positiva.

$PQBP$ = 0 €/Mvarh, conforme al apartado 11 del PO 7.4.

QBN = Energía reactiva retribuable (suma de la generada y absorbida), calculada según el apartado 10.3 del PO 7.4, en horas con producción neta negativa o cero.

PQBN = $(0,05 \times 1,15 \times \max(0, \text{PMA}) + 4)$ €/Mvarh, conforme al apartado 11 del PO 7.4.

Donde:

PMA = Precio horario medio aritmético del mercado diario.

Adicionalmente, las unidades con instalaciones que presten el servicio de seguimiento de consigna fija tendrán un derecho de cobro diario para cada unidad u que se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{DCQBDI} = \text{POTQB} \times \text{PPOTQB}$$

Siendo:

POTQB = Suma de la potencia instalada de las instalaciones de la unidad u que han prestado al menos el 50% de la energía reactiva obligatoria requerida en el mes en condiciones de producción neta negativa o cero, en MW.

PPOTQB = 0,7 €/MWdía, conforme al apartado 11 del PO 7.4.

El incumplimiento de la prestación básica general (apartado 6.1.1.a del PO 7.4) y de la prestación de consigna en U (6.1.2) del servicio de control de tensión dará lugar en cada hora a una obligación de pago para cada unidad u que se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{OPQBIN} = - \text{QBIN} \times \text{PQBIN}$$

Siendo:

QBIN = Capacidad reactiva penalizable, calculada según los apartados 10.1 y 10.2 del PO 7.4.

PQBIN = Precio por incumplimiento de dichas prestaciones del servicio de control de tensión. Este precio es de 1 €/Mvarh, conforme al apartado 11 del PO 7.4.

El incumplimiento de la prestación básica siguiendo una consigna fija según el apartado 6.1.1 b) del PO 7.4 dará lugar en cada hora a una obligación de pago para cada unidad u que se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{OPQBIN} = - \text{QBPIN} \times \text{PQBINF} - \text{QBNIN} \times \text{PQBN} \times 1,2$$

Siendo:

QBPIN = Energía reactiva obligatoria penalizable (suma de generada y absorbida), calculada según el apartado 10.3 del PO 7.4, en horas con producción neta positiva.

PQBINF = Precio por incumplimiento de dichas prestaciones del servicio de control de tensión. Este precio es de 1 €/Mvarh, conforme al apartado 11 del PO 7.4, en horas con producción neta positiva.

QBNIN = Energía reactiva obligatoria penalizable (suma de generada y absorbida), calculada según el apartado 10.3 del PO 7.4, en horas con producción neta negativa o cero.

28.2 Capacidad reactiva obligatoria de la prestación basada en consignas en tiempo real.

La energía reactiva obligatoria (generada y absorbida) de la prestación del servicio de control de tensión basada en consignas en tiempo real dará lugar en cada hora a un derecho de cobro para cada unidad u que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCQO = QOP \times PQOP + QON \times PQON$$

Siendo:

QOP = Energía reactiva obligatoria retribuable (suma de la generada y absorbida), calculada según el apartado 10.3 del PO 7.4, en horas con producción neta positiva.

$PQOP$ = 2 €/Mvarh, conforme al apartado 11 del PO 7.4.

QON = Energía reactiva obligatoria retribuable (suma de la generada y absorbida), calculada según el apartado 10.3 del PO 7.4, en horas con producción neta negativa o cero.

$PQON$ = $(0,05 \times 1,15 \times \max(0, PMA) + 5)$ €/Mvarh, conforme al apartado 11 del PO 7.4.

Donde:

PMA = Precio horario medio aritmético del mercado diario.

Adicionalmente, las unidades con instalaciones que presten el servicio de seguimiento de consignas en tiempo real tendrán un derecho de cobro diario para cada unidad u que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCQODI = POTQO \times PPOTQO$$

Siendo:

$POTQO$ = Suma de la potencia instalada de las instalaciones de la unidad u que han prestado al menos el 50% de la energía reactiva obligatoria requerida en el mes en condiciones de producción neta negativa o cero, en MW.

$PPOTQO$ = 2,7 €/MWdía, conforme al apartado 11 del PO 7.4.

El incumplimiento de la energía reactiva obligatoria de la prestación del servicio de control de tensión basada en consignas en tiempo real dará lugar en cada hora a una obligación de pago para cada unidad u que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPQOIN = (- QOINP \times PQOP - QOINN \times PQON) \times 1,2$$

Siendo:

$QOINP$ = Energía reactiva obligatoria penalizable (suma de la generada y absorbida), calculada según el apartado 10.3 del PO 7.4, en horas con producción neta positiva.

$QOINN$ = Energía reactiva obligatoria penalizable (suma de la generada y absorbida), calculada según el apartado 10.3 del PO 7.4, en horas con producción neta negativa o cero.

28.3 Capacidad reactiva adicional de la prestación basada en consignas en tiempo real.

La asignación de capacidad reactiva adicional de la prestación del servicio de control de tensión basada en consignas en tiempo real dará lugar en cada período de

programación a un derecho de cobro para cada unidad u y para cada sentido (absorción/generación) que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCQA = \sum (QA_{b,s,m} \times PQA_{b,s,m}) - \sum QADES_m \times PQADES_m$$

Siendo:

$QA_{b,s,m}$ = Capacidad reactiva adicional asignada a la unidad u en el mercado zonal m en la sesión s del bloque b .

$PQA_{b,s,m}$ = Precio de la oferta de la unidad u en el mercado zonal m en la sesión s del bloque b .

$QADES_m$ = Capacidad reactiva adicional desasignada a la unidad u en el mercado zonal m .

$$PQADES_m = \sum (QA_{b,s} \times PQA_{b,s}) / \sum QA_{b,s}$$

En el caso de unidades de grupos térmicos o hidráulicos, híbridos o no, se anotará en cada período de programación un derecho de cobro para cada unidad u que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCQAr = \sum CQh + (CAF/NarrF + CAC) / NarrC + NarrA \times CAA / NAA$$

Siendo:

CQh = Término en € de la oferta de control de tensión de la unidad u .

$NarrF$ = Número de periodos de programación que han requerido el arranque en frío de la unidad u programados para el servicio de control de tensión.

$NarrC$ = Número de periodos de programación que han requerido el arranque en caliente de la unidad u programados para el servicio de control de tensión.

CAF = Coste del arranque en frío del término específico de la oferta de restricciones de la unidad u en el caso de grupos térmicos, en caso de que exista un arranque programado frío en dicho periodo.

CAC = Coste del arranque en caliente del término específico de la oferta de restricciones de la unidad u en el caso de grupos térmicos, en caso de que exista un arranque programado caliente en dicho periodo.

$NarrA$ = Número de turbinas de gas adicionales arrancadas de ciclos combinados multieje para el servicio de control de tensión de la unidad u .

CAA = Coste del arranque de una turbina de gas adicional de ciclos combinados multieje.

NAA = Número de periodos de programación que han requerido arranque adicional de turbinas de gas en ciclos combinados multieje para el servicio de control de tensión de la unidad u .

La consideración de la existencia de un arranque programado por control de tensión, del número y tipo de arranque vendrá determinado de acuerdo con lo establecido en el P.O.7.4.

Los arranques programados se verificarán con la medida, comprobando en cada período de programación que la medida es mayor o igual que su mínimo técnico y comprobando que exista algún período anterior con medida menor que cero; se comprobará el tipo específico de arranque (frío o caliente), teniendo en cuenta que un arranque programado como frío al ser revisado puede convertirse en un arranque en caliente de acuerdo con las medidas recibidas, pero no al revés. Se tendrán en consideración para ello las medidas de la unidad en las últimas 5 horas del día anterior al día objeto de liquidación.

En el caso de ciclos combinados multiejes, los arranques programados de turbinas de gas adicionales se revisarán comprobando en cada período de programación que la

medida de cada turbina es mayor o igual que su mínimo técnico y comprobando que exista algún período anterior con medida horaria menor que cero.

En caso de incumplimiento según medida de un arranque programado, se anotará una obligación de pago a la unidad en cada período de programación donde el arranque no haya sido realizado calculada según la siguiente fórmula:

$$OPQAINAR = - (CAF/NarrF + CAC/NarrC)$$

$$OPQAINAA = - (NarrA \times CAA / NAA)$$

El incumplimiento de la asignación de capacidad reactiva adicional de la prestación del servicio de control de tensión basada en consignas en tiempo real dará lugar en cada período de programación a una obligación de pago para cada unidad u y para cada sentido (absorción/generación) que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPQAIN = - \sum QAIN_m \times PQAIN_m \times 1,2$$

Siendo:

$QAIN_m$ = Capacidad reactiva adicional incumplida de la unidad u en el mercado zonal m según el apartado 10.3 del P.O. 7.4 y, en su caso, de acuerdo con los programas establecidos en el mercado intradiario.

$PQAIN_m$ = Precio medio de la capacidad asignada a la unidad u en el mercado zonal m .

Donde:

$$PQAIN_m = (DCQA + DCQAr + OPQAINAR + OPQAINAA) / (\sum QA_{b,s} - \sum QADES_m).$$

28.4 Penalización por incumplimiento de la compensación reactiva de las instalaciones de conexión.

El incumplimiento de la compensación del aporte de reactiva de las instalaciones de conexión dará lugar en cada hora a una obligación de pago para cada unidad u que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPQCIN = QCIN \times PQCIN$$

Siendo:

$QCIN$ = Energía reactiva calculada según el apartado 10.5 del PO 7.4.

$PQCIN$ = Precio por incumplimiento de la compensación reactiva de las instalaciones de conexión. Este precio es de 1 €/Mvarh, conforme al apartado 11 del PO 7.4.

$DCQO$ = Derecho de cobro por la energía reactiva obligatoria (generada y absorbida) de la prestación del servicio de control de tensión basada en consignas.

$OPQOIN$ = Obligación de pago por el incumplimiento de la energía reactiva obligatoria de la prestación del servicio de control de tensión basada en consignas.

$DCQA$ = Derecho de cobro por la asignación de capacidad reactiva adicional.

$OPQAIN$ = Obligación de pago por el incumplimiento de la capacidad reactiva adicional.

$DCQAr$ = Derecho de cobro por arranque de las unidades de grupos térmicos o hidráulicos.

$OPQAINAR$ = Obligación de pago por el incumplimiento de arranques.

$OPQAINAA$ = Obligación de pago por el incumplimiento del arranque de una turbina de gas adicional de ciclos combinados multiteje.

28.5 Coste del servicio de control de tensión.

El coste del servicio de control de tensión (SCT) se calcula como la suma de los derechos de cobro y las obligaciones de pago de los apartados 28.1 a 28.4. Si la suma es positiva será un coste y si es negativa será un ingreso.

En el caso de los derechos de cobros diarios, DCQBDI y DCQODI, de las instalaciones que presten el servicio de consigna fija y en tiempo real establecidos en los apartados 28.1 y 28.2, el coste horario se calculará dividiendo el importe diario entre el número de horas del día.

El coste SCT se integrará en el coste horario agregado de los servicios de ajuste del sistema que se liquidará a la demanda en proporción a su consumo en barras de central.

29. Liquidación del incumplimiento de la obligación de adscripción a centro de control y del envío y calidad de las telemedidas

El incumplimiento de la obligación de envío de telemedida o de la validación de la calidad de las telemedidas en las condiciones establecidas en el PO 9.2 y de la obligación de adscripción a un centro de control conforme a lo establecido en el PO 3.8, conllevará las siguientes penalizaciones:

29.1 Penalización por incumplimiento de la validación de la calidad de las telemedidas.

Las unidades de programación con instalaciones que no superen la validación de la calidad de las telemedidas de potencia activa o de potencia reactiva conforme a lo establecido en el PO 9.2, tendrán una penalización mensual de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$OPINCCAT = - (PFCAT * NIC + PMWCAT * \sum_{NIC} POTINST)$$

Siendo:

PFCAT = Penalización mensual fija por instalación asociada al incumplimiento de calidad de la telemedida. El valor de esta penalización se establece en el apartado 12 del PO 9.2 y es de 60 euros.

PMWCAT = Penalización mensual por cada MW de potencia instalada de cada instalación asociada al incumplimiento de calidad de la telemedida. El valor de esta penalización se establece en el apartado 12 del PO 9.2 y es de 15 euros/MW.

NIC = Número de instalaciones de la unidad de programación que no han superado la validación de la calidad de las telemedidas de potencia activa o de potencia reactiva.

POTINST = Potencia instalada o contratada de cada instalación que no superen la validación de la calidad de las telemedidas de potencia activa o de potencia reactiva.

29.2 Penalización por incumplimiento de la obligación del envío de telemedida.

Las unidades de programación con instalaciones que no superen la validación de la obligación de envío de telemedida, conforme a lo establecido en el PO 9.2, tendrán una obligación de pago mensual de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$OPINCENT = - (PFENT * NIE + PMWENT * \sum_{NIE} POTINST)$$

Siendo:

PFENT = Penalización mensual fija por instalación asociada al envío de la telemedida. El valor de esta penalización queda establecido en el apartado 12 del PO 9.2 y es de 120 euros.

PMWENT = Penalización mensual por cada MW de potencia instalada de cada instalación asociada al incumplimiento de envío de la telemida. El valor de esta penalización queda establecido en el apartado 12 del PO 9.2 y es de 30 euros/MW.

NIE = Número de instalaciones de la unidad de programación que no han superado la validación de la obligación de envío de telemida.

POTINST = Potencia instalada o contratada de cada instalación que no han superado la validación de la obligación de envío de telemida.

29.3 Penalización por incumplimiento de la obligación de adscripción a un centro de control.

Las unidades de programación con instalaciones que no superen la validación de la obligación de adscripción a un centro de control conforme a lo establecido en el PO 3.8, tendrán una obligación de pago mensual de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$OPINCADSCC = - (PFCC * NICC + PMWCC * \sum_{NIC} POTINST)$$

Siendo:

PFCC = Penalización mensual fija por instalación asociada a la obligación de adscripción a centro de control. El valor de esta penalización queda establecido en el apartado 4.4 del PO3.8 y es de 60 euros.

PMWCC = Penalización mensual por cada MW de potencia instalada de cada instalación asociada a la obligación de adscripción a centro de control. El valor de esta penalización queda establecido en el apartado 4.4 del PO3.8 y es de 15 euros/MW.

NIC = Número de instalaciones de la unidad de programación que no han superado la validación de la obligación de adscripción a centro de control.

POTINST = Potencia instalada o contratada de cada instalación que no han superado la validación de la obligación de adscripción a centro de control.

29.4 Asignación del importe de los incumplimientos asociados al envío y la validación de la calidad de las telemidas y de la adscripción a un centro de control.

La suma de las obligaciones de pago de los apartados 29.1 a 29.3 (OPINTM) se dividirá entre el número de horas del mes; el importe horario así calculado se integrará como un ingreso en el coste horario agregado de los servicios de ajuste del sistema (CSA) que se reparte a las unidades de adquisición conforme a lo establecido en este procedimiento.

VIII. Liquidación de costes a la demanda

30. Coste horario agregado de los servicios de ajuste del sistema y del servicio de interrumpibilidad

30.1 Coste horario agregado de los servicios de ajuste del sistema (CSA).

Es la suma de los ingresos y costes siguientes de todos los periodos de programación en cada hora:

- a) Coste de las restricciones técnicas al PBF.
- b) Coste de la reserva de regulación secundaria.
- c) Coste de la potencia asignada en el servicio de respuesta activa de la demanda.
- d) Ingreso o coste del saldo de la liquidación de energías posteriores al PHFC.
- e) Sobre coste de las restricciones técnicas en tiempo real.
- f) Ingreso del control del factor de potencia.
- g) Asignación del importe de los incumplimientos de asignación neta de energía terciaria.

- h) Asignación del importe de los incumplimientos de la asignación de energía del servicio de respuesta activa de la demanda.
- i) Saldo horario de la cuenta de compensación indicada en el PO.14.6.
- j) Coste de los intercambios internacionales de apoyo con precio.
- k) Intercambios de energía en sentido importador entre sistemas eléctricos por seguridad del sistema.
- l) Asignación del importe de los incumplimientos asociados al seguimiento de la respuesta en tiempo real de energía de regulación secundaria.
- m) Asignación del importe horario de los incumplimientos en la validación de la calidad de las telemidas, de adscripción a centro de control y de la obligación de envío de telemida.
- n) Coste del servicio de control de tensión.
- o) Asignación del importe de los incumplimientos asociados al seguimiento de la respuesta en tiempo real de energía de regulación secundaria.

30.2 Coste horario del servicio de interrumpibilidad (CSINT).

El coste fijo mensual de la liquidación del servicio establecido en el artículo 13.3.a) de la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad, se repartirá como coste horario en proporción a la demanda en barras de central en cada hora.

30.3 Liquidación del coste a la demanda.

Cada uno de los costes horarios anteriores se liquida a las unidades de adquisición en proporción a sus consumos horarios medidos elevados a barras de central (MBC_{ua}). Quedan exceptuadas de esta asignación las unidades de adquisición de bombeo, las unidades de almacenamiento y las unidades de adquisición correspondientes al suministro de servicios auxiliares de las unidades de producción y las unidades de adquisición cuyo destino sea el suministro fuera del sistema eléctrico español. No será considerado a efectos del reparto del coste de restricciones el consumo efectivamente realizado que se haya programado como un redespacho para la solución de restricciones técnicas.

El operador del sistema realizará a cada unidad de adquisición una única anotación en cuenta en cada hora por la suma del coste horario agregado de los servicios de ajuste y del coste horario del servicio de interrumpibilidad repartiendo el coste a las unidades de programación de demanda en proporción a su consumo horario medido elevado a barras de central, MBC_{ua} .

El operador del sistema publicará en cada hora el precio de cada uno de los derechos de cobro y obligaciones de pago de los apartados indicados.

$$CDEM = CSA + CSINT$$

Si CDEM es positivo se liquidará una obligación de pago:

$$OPCSA_{ua} = -CDEM \times MBC_{ua} / \sum_{ua} MBC_{ua}$$

Si CDEM es negativo se liquidará un derecho de cobro:

$$DCCSA_{ua} = -CDEM \times MBC_{ua} / \sum_{ua} MBC_{ua}$$

Siendo MBC_{ua} la suma horaria de la energía medida en barras de central de la unidad de programación ua calculada según el anexo II.

30.4 Publicación del desglose horario del coste agregado.

El operador del sistema publicará el desglose horario en porcentaje del valor de CDEM que corresponde a cada uno de los conceptos del apartado 30.1 y al apartado 30.2.

ANEXO I

Liquidación en modo respaldo del servicio de regulación secundaria

En caso de activación del sistema transitorio de respaldo del servicio de regulación secundaria conforme a lo dispuesto en el anexo IV del PO 7.2, la liquidación de la energía secundaria establecida en el apartado 7 se realizará según lo dispuesto en este anexo:

7. Regulación secundaria

7.1 Regulación secundaria a subir.

La aportación de energía de regulación secundaria a subir por cada zona de regulación z da lugar a un derecho de cobro que se calcula, en cada periodo de programación, según la fórmula siguiente:

$$DCSECS_z = 1,15 \times ESECS_z \times PRSECS \text{ si } PRSECS > 0$$

$$OPSECS_z = 0,85 \times ESECS_z \times PRSECS \text{ si } PRSECS < 0$$

Donde:

$ESECS_z$ = Energía de regulación secundaria a subir aportada por la zona de regulación z .

$PRSECS$ = Máximo precio de las activaciones de regulación terciaria a subir, conforme al apartado 11 del anexo IV del PO 7.2. En caso de no haber existido activación en el periodo correspondiente, el precio será el valor medio aritmético de los precios de las activaciones programadas y directas a subir del mismo periodo de programación cuarto-horario del último mes inmediatamente anterior.

7.2 Regulación secundaria a bajar.

La asignación de energía de regulación secundaria a bajar da lugar a una obligación de pago para cada zona de regulación z que se calcula, en cada periodo de programación, según la fórmula siguiente:

$$OPSEC_z = 0,85 \times ESECB_z \times PRSECB \text{ si } PRSECB > 0$$

$$DCSEC_z = 1,15 \times ESECB_z \times PRSECB \text{ si } PRSECB < 0$$

Donde:

$ESECB_z$ = Energía de regulación secundaria aportada a bajar por la zona de regulación z .

$PRSECB$ = Mínimo precio de las activaciones de regulación terciaria a bajar, conforme al apartado 11 del anexo IV del PO 7.2. En caso de no haber existido activación en el periodo correspondiente, el precio será el valor medio aritmético de los precios de las activaciones programadas y directas a bajar del mismo periodo de programación cuarto-horario del último mes inmediatamente anterior.

7.3 Variación de la banda de regulación secundaria por el funcionamiento de la regulación secundaria en tiempo real.

7.3.1 Penalización a la zona de regulación por los ciclos en que permanezca en «off».

El coste de la penalización por los ciclos en que la zona z está en «off» dará lugar a una obligación de pago que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPOFF_z = (OFFS_z \times PBANS + OFFB_z \times PBANB) \times KI$$

Siendo:

$$OFFS_z = -KA_z \times RNTS \times TOFF_z / TRCP$$

$$OFFB_z = -KA_z \times RNTB \times TOFF_z / TRCP$$

Donde:

PBANS = Precio marginal de la banda de regulación secundaria a subir.

PBANB = Precio marginal de la banda de regulación secundaria a bajar.

KI = Coeficiente de incumplimiento = 1,5.

KA_z = Coeficiente de participación de la zona de regulación z en la reserva del sistema.

RNTS = Reserva nominal total a subir del sistema.

RNTB = Reserva nominal total a bajar del sistema.

$TOFF_z$ = Ciclos en «off» de la zona de regulación z , con excepción de aquellos que lo estén por indicación del operador del sistema.

TRCP = Número de ciclos activos de la regulación secundaria en el periodo de programación.

7.3.2 Bonificación a la zona de regulación por reserva residual superior a la asignada.

La bonificación por reserva residual superior a la asignada dará lugar a un derecho de cobro que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCRRS_z = (RRSP_z \times PBANS + RRBp_z \times PBANB) \times KB / TRCP$$

Donde:

PBANS = Precio marginal de la banda de regulación secundaria a subir.

PBANB = Precio marginal de la banda de regulación secundaria a bajar.

KB = Coeficiente de bonificación = 1,5.

$RRSP_z$ = Valor acumulado de la diferencia positiva entre la reserva residual a subir puesta por la zona de regulación z y su banda de potencia nominal a subir asignada obtenido para los ciclos en que la zona de regulación está en activo, inactivo o emergencia.

$RRBP_z$ = Valor acumulado de la diferencia positiva entre la reserva residual a bajar puesta por la zona de regulación z y su banda de potencia nominal a bajar asignada obtenido para los ciclos en que la zona de regulación está en activo, inactivo o emergencia.

7.3.3 Penalización a la zona de regulación por reserva residual inferior a la asignada.

El coste de la penalización por reserva residual inferior, que tiene valor negativo por serlo RRSN_z y RRBN_z, dará lugar a una obligación de pago que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPRRI_z = (RRSN_z \times PBANS + RRBN_z \times PBANB) \times KI / TRCP$$

Donde:

PBANS = Precio marginal de la banda de regulación secundaria a subir.

PBANB = Precio marginal de la banda de regulación secundaria a bajar.

KI = Coeficiente de incumplimiento = 1,5.

RRSN_z = Valor acumulado de la diferencia negativa entre la reserva residual a subir puesta por la zona de regulación z y su banda potencia nominal a subir asignada obtenido para los ciclos en que la zona de regulación está en activo, inactivo o emergencia.

RRBN_z = Valor acumulado de la diferencia negativa entre la reserva residual a bajar puesta por la zona de regulación z y su banda de potencia nominal a bajar asignada obtenido para los ciclos en que la zona de regulación está en activo, inactivo o emergencia.

7.3.4 Saldo resultante por el seguimiento en tiempo real de la banda de regulación secundaria.

Los ingresos y costes por variación de la banda de regulación secundaria por el funcionamiento de la regulación secundaria en tiempo real, según los apartados 7.3.1, 7.3.2 y 7.3.3 de este anexo, se integrarán en el coste de la banda de regulación secundaria (CFBAN), que se repartirá a las unidades de adquisición conforme a lo establecido en este procedimiento.

ANEXO II

Medida en barras de central de las unidades de programación

a) La medida en barras de central de las unidades de programación de producción, de las unidades de programación de consumo de bombeo, de otros almacenamientos y de las unidades de programación de consumo de servicios auxiliares, será la suma de las medidas de los puntos frontera asignados a las instalaciones de producción que integran cada unidad de programación.

En el caso de ausencia de medidas de las unidades de programación de producción se considerará como valor de la medida el valor cero. En el caso de ausencia de medidas de las unidades de programación de consumo de bombeo o de almacenamiento se considerará como valor de la medida el valor del programa.

b) Con cierre de medidas de demanda para el cálculo de pérdidas, la medida en barras de central, MBC_{ua} de las unidades de comercializadores y de las unidades de consumidores directos se calculará con la fórmula siguiente:

$$MBC_{ua} = \sum_{pa} \sum_{nt} [MPFC_{ua,pa,nt} \times (1 + CPERREAL_{pa,nt})]$$

Donde:

MPFC_{ua,pa,nt} = Suma de las medidas de la energía consumida en los puntos frontera de consumidores de la unidad de programación del comercializador o consumidor directo ua con peaje de acceso pa y nivel de tensión nt. Este valor será negativo.

$CPRREAL_{pa,nt}$ = Coeficiente de liquidación cuarto-horario para consumos con peaje de acceso pa en nivel de tensión nt.

En cada cuarto de hora, el coeficiente de liquidación cuarto-horario $CPRREAL_{pa,nt}$ se calculará como:

$$CPRREAL_{pa,nt} = K \times CPERN_{pa,nt}$$

Donde:

K = Coeficiente de ajuste cuarto-horario. En cada cuarto de hora, el coeficiente de ajuste cuarto-horario K se calculará como el correspondiente al último cierre de medidas disponible según la siguiente fórmula:

$$K = (PERTRA + PERDIS - PEREXP) / PERN$$

Donde:

PERTRA = Pérdidas medidas en la red de transporte.

PERDIS = Pérdidas medidas en todas las redes de distribución.

PEREXP = Pérdidas asignadas a todas las unidades de exportación.

$PERN = \sum_{ua} \sum_{pa} \sum_{nt} (MPFC_{ua,pa,nt} \times CPERN_{pa,nt})$.

$CPERN_{pa,nt}$ = Coeficiente de pérdidas para puntos de suministro de consumidores con peaje de acceso pa y nivel de tensión nt en el periodo tarifario al que corresponda la hora. Estos coeficientes de pérdidas serán los establecidos en la normativa que corresponda para traspasar la energía suministrada a los consumidores a energía suministrada en barras de central.

c) Sin cierre de medidas de demanda para el cálculo de pérdidas, la medida en barras de central de las unidades de demanda de un BRP, MBC_{brp} , se calculará con la fórmula siguiente:

$$MBC_{brp} = PHL_{brp} + SALDOENE_{brp} + MBCLiqpot_{brp}$$

Donde:

$SALDOENE_{brp} = - SALDOENE \times PHL_{brp} / \sum_{brp} PHL_{brp} + EENOADQ_{brp}$

$EENOADQ_{brp} = EENOADQ_{brp,mes} \times PHL_{brp} / PHL_{brp,mes}$

$EENOADQ_{brp,mes} = \min(0, Cminor \times EMMA_{brp,mes} - PHL_{brp,mes})$

Si $PHL_{brp,mes}$ es cero, $EENOADQ_{brp} = EENOADQ_{brp,mes} / (4 \times n.^{\circ} \text{ horas del mes})$

$SALDOENE = MBCprod + MBCimex + MBCLiqpot + PHLdemresto + \sum_{brp} EENOADQ_{brp}$

Donde:

MBCprod = Medida liquidada de todas las unidades de generación.

MBCimex = Medida liquidada en barras de central de todas las unidades de importación y exportación.

MBCLiqpot = Medida liquidada en barras de central a unidades de adquisición para demanda con liquidación potestativa según el apartado 6.6 del PO 14.1.

PHLdemresto = Suma de la posición final POSFIN y ajuste del desvío AJUDSV de unidades de adquisición para demanda excluida la energía con liquidación potestativa.

PHL_{brp} = Suma de la posición final POSFIN_{brp} y ajuste del desvío AJUDSV_{brp} de las unidades de adquisición para demanda del BRP, excluida la cuota del programa correspondiente al consumo en barras de central de los clientes de tipo 1, 2 y 3 de las

unidades a las que se ha aplicado la liquidación potestativa del BRP establecida en el PO 14.1.

$PHL_{brp,mes}$ = Suma mensual del PHL_{brp} del BRP. En la Liquidación Inicial Provisional Primera será la suma del PHL_{brp} de los quince primeros días del mes.

$SALDOENE_{brp}$ = Asignación al BRP del saldo de energía liquidada de los programas y las medidas disponibles en barras de central $SALDOENE$.

$MBCliqpot_{brp}$ = Medida liquidada en barras de central a las unidades de adquisición para demanda del BRP con liquidación potestativa según apartado 6.6 del PO 14.1.

C_{minor} = El coeficiente de minoración de la energía consumida en el mismo mes del año anterior, establecido en el P.O.14.3.

$EMMA_{brp,mes}$ = Se calculará como la media aritmética de la energía EMMA definida en el P.O. 14.3 calculada cada día, prorrateada por el número de días del mes en curso. En la Liquidación Inicial Provisional Primera será la parte proporcional de quince días sobre el total de días del mes. En el caso de BRP con unidades con liquidación potestativa, se descontará la medida en punto frontera liquidada a estas unidades; si $EMMA_{brp,mes} > 0$, se considerará $EMMA_{brp,mes} = 0$.

$EENOADQ_{brp,mes}$ = Estimación de la energía mensual no adquirida del BRP.

En las fórmulas anteriores, los valores de unidades de generación y de importación son positivos, y los valores de unidades de adquisición y de exportación son negativos.

d) La medida en barras de central de unidades de programación de importación será la energía asignada a la unidad en el programa de intercambio en la frontera internacional acordado por ambos operadores del sistema. En las fronteras de Andorra y Marruecos sin programa QH, ésta se obtendrá como el valor del programa horario dividido entre cuatro.

e) La medida en barras de central de unidades de programación de exportación será la energía asignada a la unidad en el programa de intercambio en la frontera internacional acordado por ambos operadores del sistema, más las pérdidas de transporte en el caso de exportaciones por fronteras con países con los que no se haya firmado acuerdo de reciprocidad, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$MBC_{uexp} = PFI_{uexp} \times (1 + CPERfrint)$$

Donde:

MBC_{uexp} = Medida en barras de central de la unidad de programación de exportación $uexp$.

PFI_{uexp} = Energía asignada a la unidad de exportación $uexp$ en el programa de intercambio en la frontera internacional acordado por ambos operadores del sistema. En las fronteras de Andorra y Marruecos sin programa QH, ésta se obtendrá como el valor del programa horario dividido entre cuatro.

$CPERfrint$ = Coeficiente de pérdidas de la tarifa general de acceso de alta tensión para la frontera internacional *frint*. El valor aplicable, en caso de que sean de aplicación las pérdidas, será el que corresponda al nivel de tensión «mayor de 145 kV» excepto en la interconexión con Andorra que será, en caso de que sean de aplicación, el que corresponda al nivel de tensión «mayor de 72,5 y no superior a 145 kV». En las fronteras con los países con los que se haya firmado acuerdo de reciprocidad el valor será cero.

f) La medida de las unidades de programación genéricas y unidades de programación porfolio es cero.