

III. OTRAS DISPOSICIONES

COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA

5342 *Resolución de 6 de marzo de 2025, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se modifican los procedimientos de operación eléctrica para su adaptación a la negociación cuarto-horaria en los mercados diario e intradiario.*

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 6 de marzo de 2025 resuelve:

TABLA DE CONTENIDO

- I. Antecedentes de hecho.
- II. Fundamentos de Derecho.

Primero. Habilitación competencial.

Segundo. Síntesis de los cambios propuestos por el operador del sistema.

A. Cambios asociados al paso a negociación de 15 minutos.

B. Cambios no directamente relacionados con el paso a negociación de 15 minutos.

Tercero. Resultado del trámite de audiencia e información pública.

Resuelve.

Anejo 1. Procedimientos de Operación del sistema eléctrico 3.1, 3.2 y 14.4.

PO 3.1 Proceso de programación.

PO 3.2 Restricciones técnicas.

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

Anejo 2. Modificación del PO 3.3 Activación de energías de balance procedentes del producto de reserva de sustitución (RR).

Anejo 3. Modificación del PO 3.8 Pruebas para la participación de las instalaciones en los procesos y servicios gestionados por el operador del sistema.

Anejo 4. Modificación del PO 4 Gestión de las interconexiones internacionales.

Anejo 5. Modificación del PO 14.3 Garantías de pago.

I. 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 para establecer, mediante circular, las metodologías relativas al acceso a las infraestructuras transfronterizas, incluidos los procedimientos para asignar capacidad y gestionar la congestión en los sectores de electricidad y gas. Asimismo, atribuye a este organismo la potestad de determinar las reglas de los mercados organizados en su

componente normativa en aquellos aspectos cuya aprobación corresponda a la autoridad reguladora nacional de conformidad con las normas del derecho europeo.

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. En su artículo 5, se establece que el operador de sistema deberá elaborar las propuestas necesarias para el desarrollo de la regulación del mercado.

Segundo.

El Reglamento (UE) 2017/2195 de la Comisión, de 23 de noviembre de 2017, y, posteriormente, el Reglamento (UE) 2019/943, del Parlamento y del Consejo, de 5 de junio de 2019, disponen la aplicación de un periodo de liquidación de los desvíos de 15 minutos, a más tardar, el 1 de enero de 2025. Complementariamente, el artículo 8.2 del Reglamento (UE) 2019/943 exige a los operadores de los mercados (NEMO) que ofrezcan a los participantes en el mercado la oportunidad de negociar la energía a intervalos al menos tan cortos como el periodo de liquidación de los desvíos. Por tanto, tras la reducción del periodo de liquidación de los desvíos a 15 minutos en una determinada zona de oferta, los NEMO que operan en dicha zona devienen obligados a ofrecer producto cuarto-horario.

Tercero.

El periodo de liquidación de los desvíos de 15 minutos es de aplicación en el sistema eléctrico español desde el 1 de diciembre de 2024, según lo establecido por la Resolución de 3 de octubre de 2024, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, 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.

Cuarto.

Al objeto de dar cumplimiento al artículo 8.2 del Reglamento (UE) 2019/943, el operador de mercado eléctrico ibérico (OMIE) elaboró una propuesta de modificación de las reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiario de electricidad, para introducir la negociación con una unidad de tiempo (MTU por sus siglas en inglés Market Time Unit) cuarto-horaria (MTU15) y una nueva tipología de ofertas del mercado diario, que sustituye a las actuales ofertas complejas (MIC).

Quinto.

Adicionalmente a la revisión de las Reglas del Mercado, la implementación del MTU15 requiere la adaptación de los procedimientos de operación del sistema. A tal fin, el operador del sistema ha realizado una propuesta de revisión de varios Procedimientos de Operación. La propuesta ha sido sometida por el operador del sistema a un proceso de consulta pública entre el 28 de noviembre de 2024 y el 10 de enero de 2025, de acuerdo con el procedimiento de aprobación recogido en el capítulo X, artículo 23 de la Circular 3/2019 de 20 de noviembre, 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.

Una vez considerados los comentarios remitidos por los sujetos los sujetos interesados, el operador de sistema ha remitido a la CNMC una propuesta revisada de los siguientes procedimientos de operación:

- PO 3.1 Proceso de programación.
- PO 3.2 Restricciones técnicas.

- PO 3.3 Activación de energías de balance procedentes del producto de reserva de sustitución (RR).
- PO 3.8 Pruebas para la participación de las instalaciones en los procesos y servicios gestionados por el Operador del Sistema.
- PO 4.0 Gestión de las interconexiones internacionales.
- PO 14.3 Garantías de pago.
- PO 14.4 Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema.

La propuesta del operador del sistema incluye un informe justificativo que detalla y justifica los principales cambios introducidos en los procedimientos. Asimismo, se acompaña de la relación de los comentarios recibidos en la consulta pública, junto con la valoración de los mismos por el operador y los motivos considerados para incorporarlos o no en la propuesta final.

Dicha propuesta revisada tuvo entrada en el registro de la CNMC el día 23 de enero de 2025.

Sexto.

Con fecha 7 de febrero de 2025, 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 los procedimientos de operación eléctricos para su adaptación a la negociación cuarto-horaria en los mercados diario e intradiario». 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 diez días hábiles.

Séptimo.

Con fecha 7 de febrero de 2025, se remitió la propuesta de resolución a la Dirección General de Política Energética y Minas para que aportaran sus comentarios al respecto.

II. Fundamentos de Derecho

Primero. *Habilitación competencial.*

El artículo 7.1, párrafo final, de la Ley 3/2013, de 4 de junio, habilita a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia 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 el operador de sistema deberá elaborar las propuestas necesarias para el desarrollo de la regulación europea, y presentar las propuestas necesarias para asegurar el buen funcionamiento del mercado mayorista de electricidad.

Por su parte, el artículo 23 de la Circular 3/2019 establece el procedimiento de aprobación por parte de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia de las metodologías, condiciones, reglas de funcionamiento de los mercados y procedimientos de operación y proyectos de demostración.

El objetivo principal de esta propuesta de revisión de procedimientos de operación es adaptar su contenido a la negociación cuarto-horaria en los mercados diario e intradiario, requerida por el artículo 8 del Reglamento (UE) 2019/943 para alinear la unidad de tiempo de negociación en los mercados con el periodo de liquidación de los desvíos. Se encuentra por tanto dentro del ámbito de la función de la CNMC prevista en el artículo 7.1.b de la ley 3/2013, esto es, establecer la metodología relativa al acceso a las infraestructuras transfronterizas, incluidos los procedimientos para asignar capacidad y gestionar la congestión en el sector de la electricidad.

Segundo. *Síntesis de los cambios propuestos por el operador del sistema.*

La propuesta de modificación de los procedimientos de operación recibida del operador del sistema recoge los cambios que resultan necesarios en los procedimientos 3.1, 3.2, 4.0 y 14.4 para su adaptación a los procesos, liquidación e intercambios de información asociados a la negociación de productos de 15 minutos en los horizontes diario e intradiario.

Adicionalmente, el operador del sistema ha incorporado en esta misma propuesta otros aspectos de mejora identificados en los procedimientos de operación 3.1, 3.2, 3.3 y 3.8 que, aunque no están directamente relacionados con el paso a la negociación de productos de 15 minutos en el mercado diario o intradiario, considera que apoyan los procesos de operación del sistema, ofrecen seguridad normativa y permiten una gestión más eficiente, tanto para los participantes del mercado como para el propio operador del sistema. Asimismo, se proponen cambios en el PO 14.3 relacionados con la gestión de riesgos empresariales.

Se detallan a continuación los principales incorporados en la propuesta, de acuerdo con la descripción proporcionada por el operador del sistema en el informe justificativo que la acompaña.

A. Cambios asociados al paso a negociación de 15 minutos.

Procedimiento de operación 3.1 «Proceso de programación».

El procedimiento de operación 3.1 tiene por objeto establecer el proceso de programación diaria, intradiaria y en tiempo real.

– Se eliminan o revisan, según corresponda, las referencias de «horas» o «períodos horarios» para transformarlos en «períodos de programación» que deberá entenderse como el período mínimo de programación correspondiente al mercado al que se refiera. De este modo, se da cabida tanto a períodos de programación de 15 como de 60 minutos, así como a la posible coexistencia de ambos.

– Se revisan las definiciones y referencias de los diferentes programas publicados por el OS. Se adapta el artículo 3 para evidenciar que dichos programas pasarán a tener exclusivamente resolución cuarto-horaria desde el momento que se permita la negociación de productos de 15 minutos en la zona española en el mercado intradiario. Por otra parte, salvo el P48, los programas se publicarán en unidades de energía y en unidades de potencia. 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 hasta tres cifras decimales.

– En el mismo artículo, el OS propone que el proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF respete el período de programación del mercado diario. Esto es, mientras el mercado diario se mantenga con períodos de programación horarios, los límites de programa por seguridad del PDBF se aplicarán sobre el período horario completo y, por tanto, los redespachos asociados presentarán el mismo valor en todos los períodos de programación cuarto-horarios de la misma hora.

– Se modifica el artículo 5 para dar cabida a la modificación de resolución de las publicaciones del OS al OM en lo relativo a los valores de capacidad de intercambio desde el momento en que se permita la negociación de productos cuarto-horarios a través de las interconexiones en el mercado diario.

– Se incorpora una mejora en la redacción del apartado 5 relativa a las comunicaciones al OM de capacidad de las interconexiones previa al mercado diario para indicar que dichas comunicaciones respetarán la resolución del mercado diario.

– Se revisa el apartado 6.3 para hacer evidente la desaparición de la comunicación del OM al OS del orden de mérito de las ofertas presentadas a la casación del mercado diario.

– Se han incluido las modificaciones oportunas en los artículos 7.1 y 11.2 para hacer compatibles los plazos de recepción de información y publicación de los programas

resultantes con la existencia tanto de 24 rondas como 96 en el mercado intradiario continuo.

– Se incorpora, en el apartado 8, el detalle de tiempos y publicación del PDVP en caso de retrasos en el mercado diario que afecten a la celebración de la primera subasta intradiaria que se estableció en el anexo I del PO 3.1 durante la última modificación del PO para su adaptación a las subastas intradiarias europeas.

– Se hace explícito en los apartados 11.1 y 11.2, que el mecanismo de anulación, a nivel regional, de transacciones resultantes del continuo o de sesiones de subastas intradiarias, respectivamente, debe respetar los flujos internacionales que se hayan establecido y hayan sido confirmados a nivel europeo en el proceso correspondiente de ronda o subasta.

– Se aclara en el apartado 11.2, tras sugerencia del OM, que la comunicación del OM al OS de la información relativa a precios cuarto-horarios de referencia de la energía gestionada en el mercado intradiario continuo mantendrá su frecuencia diaria.

– Se indica en el artículo 13.1 que el OS dejará de hacer uso del mercado de reservas de sustitución (RR) a partir del momento en que se establezcan 96 cierres en el número de rondas del mercado intradiario continuo.

– En el apartado 2 del anexo I del PO 3.1 se reemplazan los períodos horarios contenidos en cada subasta intradiaria europea por los períodos cuarto-horarios correspondientes.

– Se aclara en el apartado 1 del anexo III del PO 3.1 que la nominación de los derechos de capacidad a largo plazo seguirá presentando, como hasta ahora, el mismo valor de programa durante los cuatro cuartos de una hora. Esta condición se debe a que la plataforma europea de asignación de derechos de capacidad de intercambio de largo plazo (SAP, Single Allocation Platform) no aceptará nominaciones de resolución inferior a la hora.

– En lo relativo a nominación de contratos bilaterales con entrega física, se modifica el apartado 1 del anexo III del PO 3.1 para evidenciar que la nominación de los contratos bilaterales internos, antes o después del mercado diario, los que se establecen entre comercializadoras y los correspondientes a los derechos de capacidad asignados, en su caso, en la Subasta Diaria de Respaldo (SDR), respetarán la resolución aplicable a la negociación del mercado diario.

– En el mismo apartado 1 del anexo III del PO 3.1 se detallan las consecuencias que podría presentar la aplicación del mecanismo de Rollback, previsto en los procedimientos europeos de operación de acoplamiento de mercados. Este mecanismo se aplicaría ante una incidencia extraordinaria que impidiera la operación normal del mercado diario con negociación de productos cuarto-horarios, recuperándose la negociación horaria en el mercado diario con las condiciones previas a la puesta en producción.

Procedimiento de operación 3.2 «Restricciones técnicas».

El procedimiento de operación 3.2 establece el proceso de resolución de restricciones técnicas en el Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF) y en la operación en tiempo real.

– En primer lugar, se eliminan o revisan las referencias de «horas» o «períodos horarios» para transformarlos en «períodos de programación».

– Se modifica el artículo 4.5 para establecer el vínculo entre la resolución de las ofertas esperadas en este proceso y la unidad de tiempo que corresponda al mercado diario.

– Se revisa el artículo 5 para aclarar que las limitaciones y los redespachos establecidos por seguridad en tiempo real podrán ser diferentes para los períodos de programación cuarto-horarios dentro de una misma hora desde el momento en el que el mercado intradiario permita la negociación de productos cuarto-horarios. No es el caso

para los redespachos por restricciones técnicas del PDBF, que respetarán siempre la resolución establecida en el mercado diario.

Procedimiento de operación 4.0 «Gestión de las interconexiones internacionales».

El procedimiento de operación 4.0 tiene por objeto establecer la forma de gestionar las interconexiones internacionales del sistema eléctrico peninsular español con Francia, Portugal, Marruecos y Andorra, en los aspectos relativos al cálculo de la capacidad de intercambio, la medida de la energía intercambiada, la determinación y compensación de los desvíos entre sistemas, la programación de los intercambios de apoyo, los intercambios a través de líneas de interconexión internacional utilizadas para el suministro a mercados locales y la ejecución de los programas de intercambio.

– Se revisa el número máximo de decimales contemplado en la definición de «Programa de intercambio» para compatibilizarlo con el incremento a tres decimales para las magnitudes de energía asociado al cambio a programación cuarto-horaria una vez se produzcan asignaciones en esta resolución en cualquiera de los mercados de energía.

Procedimiento de operación 14.4 «Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema».

El procedimiento de operación 14.4 tiene por objeto 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.

– Se modifican las referencias a «horas» o «períodos horarios» por «períodos de programación».

– Se elimina la palabra «horario» de la definición del PHFC en el apartado 9.2.

– Se modifica la redacción del apartado 20.1.1 para adaptar la resolución de la liquidación de las restricciones técnicas al PDBF al periodo de programación establecido en el PO 3.1.

– Se corrige una referencia a la hora en el apartado 21.1.1, dado que la liquidación de las restricciones técnicas en tiempo real es cuarto-horaria.

– En el anexo II del PO 14.4, se añade la condición de que estén adaptados los procedimientos de operación en materia de medida eléctrica para dejar de aplicar el cálculo de medida cuarto-horaria incluido en dicho anexo y aprobado en la Resolución de 3 de octubre de 2024, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, 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.

B. Cambios no directamente relacionados con el paso a negociación de 15 minutos.

Procedimiento de operación 3.1 «Proceso de programación».

– Se revisa la definición de potencia máxima de generación para adecuarlo al concepto de hibridación tras la experiencia adquirida con la incorporación de las primeras instalaciones híbridas en el sistema.

– Se unifican en el artículo 4 las definiciones de potencia máxima de instalación de generación, demanda y almacenamiento y de mínimo técnico que se encontraban hasta ahora en los procedimientos 3.8 y 3.2, respectivamente.

– Se modifica el artículo 7.2 para incluir la obligación a los participantes del mercado de la comunicación formal al OS, en caso necesario, de la información de valores de caudales mínimos que puedan ser exigidos por las Confederaciones Hidrográficas u otros estamentos oficiales. La disponibilidad de esta información posibilitará el respeto del régimen de funcionamiento de instalaciones hidráulicas por seguridad operativa, física y de las personas.

– Se introduce una mejora de redacción en el artículo 11.1 para aclarar que cada sesión de subasta del mercado intradiario, como ya ocurre a día de hoy, puede presentar un precio marginal para cada período de programación contenido en su horizonte.

– Se incluye, en el apartado 1 del anexo II del PO 3.1, la definición de unidad física con localización eléctrica específica y la definición de unidad física agregadora. Se aclara en la definición que la atribución de la localización eléctrica vendrá dada por un conjunto de requisitos no necesariamente acumulativos y que están cubiertos por normas de carácter superior y otros procedimientos de operación, sin incluir ningún requisito adicional a los actuales sobre este concepto.

– Se incluye, allí donde se ha considerado necesario y con una motivación meramente aclaratoria, el adjetivo «localización eléctrica específica» o «agregadora» a las menciones a unidades físicas en los apartados 2.1 a), b) y c), 2.2 y 2.3 del anexo II del PO 3.1 de este procedimiento de operación, buscando responder a las dudas planteadas por los participantes del mercado mediante distintas consultas.

– Se aclara, en el artículo 2 de este procedimiento y en el apartado 1 del anexo II del PO 3.1, que la responsabilidad sobre la configuración de las unidades de programación y unidades físicas conforme a los criterios establecidos en el procedimiento de operación recae sobre el participante del mercado correspondiente y que el OS deberá comunicar a la CNMC los incumplimientos en cuanto a esta configuración de los participantes del mercado responsables de la gestión de las unidades, pudiendo en este caso la CNMC tomar las medidas que considere oportunas.

– Se modifica en el anexo IV del PO 3.1 la referencia a la localización electrónica de la aplicación para la gestión de reclamaciones para hacer la misma compatible con el cambio previsto de la aplicación, que pasará a gestionarse próximamente dentro del Portal de Clientes del OS.

– Se incorporan en el apartado 5 del anexo IV del PO 3.1 las causas que podrían llevar a la suspensión temporal de certificados asociados a los participantes del mercado y el proceso de comunicación asociado. Esta propuesta de nueva salvaguarda es necesaria para establecer normativamente las posibles actuaciones del OS ante vías de entrada que por comportamientos anómalos o maliciosos pueden afectar a los procesos de operación y por lo tanto a la seguridad y estabilidad del conjunto del sistema eléctrico.

– Se establece un nuevo anexo V en el PO 3.1 propio para el «mecanismo de declaración de errores de las ofertas presentadas y asignadas», separándolo así, del proceso de comunicación y gestión de reclamaciones en cuanto a procedimientos y plazos.

– Se reenumera el anexo VI del PO 3.1 y se corrigen las referencias a este anexo en el texto del procedimiento de operación.

Procedimiento de operación 3.2 «Restricciones técnicas».

– Se eliminan las definiciones de potencia máxima de la instalación de generación, de la instalación de almacenamiento (en modo generación) o de la instalación híbrida, así como de potencia máxima de la instalación de demanda o de la instalación de almacenamiento (en modo consumo), que aparecían en este PO y en el PO 3.8, con el objetivo de que queden recogidas únicamente en el Procedimiento de Operación 3.1.

– Se incluye en el artículo 5 un primer párrafo aclaratorio que define sobre qué unidades el Operador del Sistema puede realizar la aplicación práctica del proceso de solución de restricciones técnicas en todos sus horizontes, recibiendo estas unidades limitaciones y/o redespachos sobre los programas previamente establecidos. Se elimina un párrafo de este artículo 5 referente a las limitaciones de programa máximo y redespachos condicionados a características de las unidades limitadas, ya que esta casuística está englobada en el primer párrafo de nueva creación.

– Se elimina en el artículo 5 un texto redundante sobre la información complementaria que deberán facilitar los PM al OS con el objeto de tenerla en cuenta en el proceso de solución de restricciones técnicas.

– Se establece en el artículo 6.1.3 un límite de tiempo para la consideración de las limitaciones establecidas en tiempo real en el cálculo de coste y redespachos del proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF, con el objeto de determinar el contexto sobre el que se ha seleccionado una solución de acuerdo con el orden de mérito y el coste asociado a dicha solución.

– Se introduce, en los criterios de solución de congestiones, el respeto de los caudales mínimos hidráulicos comunicados por las unidades de producción hidráulica.

– Se modifica el primer párrafo del apartado denominado «Reducción de energía para la solución de restricciones técnicas» del punto 7.1 de este procedimiento, incluyendo de forma aclaratoria la práctica habitual de establecer limitaciones que pueden ser acompañadas de consignas, según el caso, y se elimina la referencia a la banda de regulación secundaria dado que con el actual funcionamiento de la regulación secundaria, de acuerdo al procedimiento de operación 7.2 en vigor, esta aplicación definida es de imposible materialización.

– Se corrigen erratas de redacción en los apartados 1.1.1 d) y 1.2 b) del anexo I de este procedimiento 3.2.

Procedimiento de operación 3.3 «Activación de energías de balance procedentes del producto de reserva de sustitución (RR)».

El procedimiento de operación 3.3 Activación de energías de balance procedentes del producto de reserva de sustitución (RR) tiene por objeto aplicar en el sistema eléctrico peninsular español del proceso europeo de activación e intercambio de energías de balance de tipo RR.

– En el artículo 6, se establece que el intercambio transfronterizo de energías de balance de tipo RR entre sistemas eléctricos pasará a realizarse por periodos de programación cuarto-horarios a partir de la fecha comunicada por el OS en su página web.

– Se revisa el artículo 8 para incluir que en el caso de recibir con retraso los flujos transfronterizos procedentes del mercado intradiario continuo, el OS no realizará envío del valor de la capacidad de intercambio para las fronteras correspondientes a la plataforma RR.

– Se incorporan en el artículo 9.1 las disposiciones relativas a la conexión de los sistemas del operador del sistema al módulo transversal de gestión de la capacidad en el horizonte de balance (CMM, por Capacity Management Module).

– Se modifica el artículo 10 para adaptar la descripción de liquidación de las ofertas de RR en caso de aplicación del control del flujo en las interconexiones a lo establecido en la Metodología para la fijación del precio de las energías de balance y de la capacidad de intercambio en el horizonte de balance, establecida de acuerdo con el artículo 30 del Reglamento EB.

– Con la implantación del ISP de 15 min, se eliminan las referencias, incluidas en el artículo 10, relativas al periodo transitorio en el que se ha usado la telemedida integrada de potencia activa en tiempo real para la verificación del cumplimiento efectivo del servicio.

– Se actualiza la tabla del apartado 1 del anexo I del PO 3.3 para reflejar la decisión del proyecto TERRE de mantener los 24 horizontes de aplicación (gates) para el producto RR.

– Se corrige una errata en el apartado 2 del anexo I del PO 3.3 en las unidades del precio de las ofertas de RR.

Procedimiento de operación 3.8 «Pruebas para la participación de las instalaciones en los procesos y servicios gestionados por el operador del sistema».

El procedimiento de operación 3.8 tiene como objeto establecer las pruebas para la participación de instalaciones conectadas al sistema eléctrico peninsular español en los procesos y servicios gestionados por el Operador del Sistema, así como definir los

criterios de validación de adscripción a un centro de control de generación y demanda de las instalaciones que tienen esta obligación de adscripción.

– Se eliminan las definiciones de potencia máxima de la instalación de generación, de la instalación de almacenamiento (en modo generación) o de la instalación híbrida, así como de potencia máxima de la instalación de demanda o de la instalación de almacenamiento (en modo consumo), que aparecían en este PO y en el PO 3.2, con el objetivo de que queden recogidas únicamente en el Procedimiento de Operación 3.1. Asimismo, se traslada al PO 3.1 la definición de mínimo técnico.

– En el apartado 4.2, en el que se describe el protocolo de pruebas, se ha añadido una aclaración de lo que debe hacer la instalación cuando el OS emite una consigna de potencia 0 con motivo 0.

– En el apartado 4.3, sobre la validación mensual de la adscripción a un centro de control, se ha introducido la fecha desde la que comienza a validarse la adscripción para instalaciones que no tienen obligación de disponer de APESp y se ha realizado una aclaración sobre la fecha aplicable con el mismo fin a instalaciones que comienzan a formar parte de una agrupación mayor del umbral de controlabilidad (establecido actualmente en 5 MW).

– En el apartado 4.4, se ha ampliado el número de meses de incumplimiento de adscripción a un centro de control de generación y demanda que conlleva una penalización (de tres a cuatro meses consecutivos), con el fin principal de que las instalaciones ya en servicio tengan un tiempo adecuado para implementar los cambios en sus instalaciones.

– Se elimina el primer párrafo del apartado 8.2.2 «Comunicación de desvíos e indisponibilidades» ya que esta casuística está cubierta por el procedimiento de operación 3.6.

– Se incluyen distintos textos explicativos en el apartado 8.2.3.1, «Proceso de solución de restricciones técnicas», al objeto de especificar a qué tipo de instalaciones le son de aplicación este apartado y sus distintas consideraciones.

Procedimiento de operación 14.3 «Garantías de pago».

El procedimiento de operación 14.3 tiene por objeto establecer las condiciones generales de la recepción y gestión de las garantías correspondientes a las liquidaciones establecidas en el Procedimiento de Operación 14.1 «Condiciones generales del proceso de liquidación del operador del sistema».

– Se modifican los subapartados a) y c) del apartado 7.1, «Instrumentos válidos para la constitución de garantías», con objeto de añadir sendos párrafos en los que se especifica la forma de proceder en el caso de que las entidades depositarias de las garantías en efectivo aportadas por los sujetos para cubrir las obligaciones de pago estimadas de las liquidaciones del operador del sistema, así como las entidades financieras que prestan líneas de crédito a los sujetos para aportar esas mismas garantías fueran declaradas en situación concursal o les hubiera quedado sin efecto la autorización administrativa para el ejercicio de su actividad.

– En los subapartados a), b), c) y e) del apartado 7.1, se extiende la obligación de sustituir la entidad depositaria de las garantías a situaciones de fraude e incumplimiento de dichas entidades. Y se fija un plazo máximo de siete días para constituir las nuevas garantías, a contar a partir del día en el que el operador del sistema comunique la nueva entidad depositaria de las garantías en efectivo o comunique la necesidad de sustituir las garantías depositadas a través de aval o seguros de caución.

– Se modifican los dos primeros párrafos del apartado 7.2, «Calificación mínima exigible», con objeto de introducir la fijación de un criterio más conservador para aplicar la facultad del operador del sistema que se establece en este apartado para rechazar o limitar avales, fianzas, líneas de crédito o seguros de caución. En concreto, se especifica en la nueva redacción que, en el caso de que haya más de una agencia de calificación

que otorguen calificación crediticia a una entidad financiera o aseguradora que proporcione avales, fianzas, líneas de crédito o seguros de caución a los sujetos del mercado para aportar las garantías de pago de las liquidaciones del operador del sistema, sea la segunda mejor calificación la que se utilice para verificar si la entidad cumple con el requisito de calificación mínima fijado en este mismo apartado 7.2. Asimismo, se elimina a la agencia DBRS como una de las relevantes para la calificación crediticia de las entidades financieras y aseguradoras, dada su pérdida de peso efectivo en el ámbito del negocio de calificación crediticia que se ha percibido durante los últimos años.

– Se modifica el título y el texto del apartado 13.3, sustituyendo las referencias a las situaciones de concurso por situaciones de insolvencia, con objeto de adelantar la detección de sujetos que podrían incurrir en impagos y generar pérdidas a los sujetos acreedores de las liquidaciones del operador del sistema, a los que poder aplicar las medidas establecidas en este apartado. Asimismo, con la referencia a los 3 posibles situaciones de insolvencia se adapta el texto del mismo apartado a los supuestos previstos en la última actualización de la Ley Concursal, modificada recientemente por el Real Decreto Legislativo 1/2020, de 5 de mayo, para la transposición de la Directiva (UE) 2019/1023 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 20 de junio de 2019, sobre marcos de reestructuración preventiva, exoneración de deudas e inhabilitaciones, y sobre medidas para aumentar la eficiencia de los procedimientos de reestructuración, insolvencia y exoneración de deudas, y por la que se modifica la Directiva (UE) 2017/1132 del Parlamento Europeo y del Consejo, sobre determinados aspectos del Derecho de sociedades (Directiva sobre reestructuración e insolvencia).

– Se modifica el apartado 13.3, para establecer, a efectos aclaratorios, que, en caso de situación concursal de un Sujeto de Liquidación, a las garantías que tuviera depositadas en efectivo se les pueda aplicar la excepción establecida en el artículo 154.3 de la Ley Concursal, de forma que tanto el juez del concurso como la administración concursal dispongan de una referencia explícita en la normativa sectorial para aplicar la citada excepción, y el operador del sistema pueda así, con mayor seguridad jurídica, retener las garantías depositadas en efectivo del Sujeto con objeto de que puedan dedicarse a la finalidad para la que fueron constituidas.

Procedimiento de operación 14.4 «Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema».

– Se corrigen en el apartado 7.3 algunas erratas en la definición de las variables de las fórmulas, donde aparecía duplicada la expresión «en el apartado».

– Se elimina el criterio de asignación de redondeo en el caso de cálculo de medida cuarto-horaria mientras no existan productos cuarto-horarios de energía incluido en el anexo II del PO 14.4. El criterio de asignación, así como otros criterios técnicos, se encuentran recogidos en el documento de intercambio de información de datos de medida «Nuevos formatos de ficheros para la adaptación a la medida cuarto-horaria» publicado a todos los participantes del sistema de medida.

Tercero. *Resultado del trámite de audiencia e información pública.*

Durante el trámite de audiencia e información pública se han recibido comentarios de siete sujetos, incluyendo tanto a sujetos de mercado como asociaciones que los representan y al operador del sistema.

Los comentarios del operador del sistema se refieren a la identificación de varias erratas o mejoras de redacción que han sido corregidas en el apartado 8.1.2 del PO 3.2 y en los apartados 8.1, 8.2 y 27.3 del PO 14.4. Otros comentarios relevantes, así como la consideración de la CNMC y/o las modificaciones introducidas tras la audiencia, se sintetizan a continuación.

- Definición de potencia máxima de una instalación.

Un sujeto alega que no se debería modificar la definición de potencia máxima de la instalación de generación, almacenamiento o híbrida propuesta en el apartado 4 del PO 3.1, respecto a la versión vigente en el PO 3.8.

Se considera en general adecuado agrupar las definiciones de distintos procedimientos en el PO 3.1 para facilitar la comprensión del conjunto, así como adaptar dichas definiciones a medida que se va adquiriendo experiencia en aspectos novedosos, como es el caso del almacenamiento o la hibridación. Si bien las definiciones han de ser completas, también deben ser claras y precisas. Se mantiene la definición propuesta en el PO 3.1, pero se simplifica su redacción.

- Petición de información sobre caudales mínimos.

Varios sujetos solicitan modificaciones en los nuevos párrafos propuestos en el apartado 7.2 del PO 3.1. Dichos párrafos se refieren a la remisión por los participantes del mercado al operador del sistema de información sobre potencia eléctrica de caudal mínimo hidráulico que sus unidades físicas hidráulicas han de mantener en cada periodo de programación para cumplir con requerimientos de caudal mínimo exigidos por su Confederación Hidrográfica u otros estamentos oficiales. Se dispone que esta información sea facilitada por los sujetos 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 operador del sistema requiere esta información para poder tener en consideración los caudales mínimos exigidos a las instalaciones hidroeléctricas en sus análisis de seguridad y en el proceso de resolución de restricciones, evitando la reducción de los programas de energía asociados a dichos caudales mínimos, según queda recogido, por ejemplo, en el apartado 6.1.3.b).1 de la propuesta de PO 3.2. La intención no es introducir un cambio en la operativa del sistema, sino reflejar en el PO 3.2 el tratamiento que se viene dando a los caudales mínimos y, a través del requerimiento incorporado en el PO 3.1, recabar la necesaria justificación sobre la obligación de mantener, en su caso, dichos caudales mínimos.

Los comentarios de los sujetos a este respecto discrepan en cuanto a su objetivo principal. Mientras algunos solicitan que se elimine el requerimiento de información sobre caudales mínimos, otros solicitan la ampliación del ámbito de dicho requerimiento, de forma que el operador contemple en su proceso de establecimiento de limitaciones otras circunstancias adicionales a las exigencias de caudal mínimo. Por el contrario, todos los sujetos coinciden en la dificultad que supone la aportación de la información en los términos requeridos por el operador del sistema, esto es, en potencia eléctrica por unidad física y periodo de programación. La dificultad radica que las exigencias que reciben de los estamentos oficiales no se formulan en estos términos temporales y pueden afectar a un conjunto de varias unidades físicas.

A este respecto, la CNMC considera adecuado mantener las disposiciones propuestas en ambos procedimientos 3.1 y 3.2, sin perjuicio de que pueda ajustarse la redacción. El PO 3.2 regula el proceso de resolución de restricciones técnicas y es adecuado que el texto del procedimiento refleje los criterios aplicados por el operador del sistema en este proceso. Asimismo, dado que la consideración de los caudales mínimos puede afectar en un momento dado al despacho de otras instalaciones, es necesario que el operador del sistema disponga de herramientas para verificar la veracidad y el alcance de las solicitudes que en este sentido pueda recibir de los sujetos de mercado, lo que debe quedar recogido en el PO 3.1.

En cuanto a la posibilidad de abrir la puerta a la consideración de otras circunstancias, además del caudal mínimo hidráulico, que puedan condicionar de forma particular a las distintas tecnologías o instalaciones, esta Comisión considera que no sería conveniente. La actividad de generación eléctrica puede verse condicionada por multitud de factores ambientales y/o sociales, los cuales forman parte inherente de la

actividad y han de ser gestionados por el sujeto de mercado. El caso de la producción hidráulica es particular: está fuertemente regulado y controlado por las Confederaciones Hidrográficas, entre otros estamentos oficiales y la gestión hidroeléctrica inadecuada puede tener un impacto negativo incluso sobre la seguridad de la población. El caudal mínimo requiere mantener la producción, al contrario de la mayoría de otros factores que exigen reducción de carga, lo que ya puede ser gestionado por los sujetos a través de las declaraciones de indisponibilidad. Por último, hay que tener en cuenta que afecta a grandes instalaciones, por lo que puede tener impacto sobre la seguridad del sistema eléctrico. Por ejemplo, si el sujeto decide incumplir la limitación impuesta por el operador del sistema, por considerar más importante (o menos gravoso) el cumplimiento del caudal mínimo, aunque ello conlleve asumir una penalización económica (desvío), provocaría un desvío en el sistema eléctrico que podría llegar a ser elevado, por ejemplo, en periodos de elevadas precipitaciones.

Pero si bien resulta necesario que las exigencias de caudal mínimo sean conocidas y consideradas por el operador del sistema eléctrico, se debe aclarar que la obligación de conseguir un programa compatible con los caudales mínimos corresponde a los sujetos de mercado y no al operador del sistema eléctrico. Es decir, la consideración de las obligaciones de caudal mínimo se limitará a tratar de evitar, en la medida en que sea posible, la imposición de limitaciones que impidan a los sujetos cumplir sus obligaciones. El operador del sistema no resolverá las obligaciones de caudal mínimo en el proceso de restricciones programando las unidades con las ofertas presentadas por los sujetos.

Sin perjuicio de lo indicado en los párrafos anteriores, se ha revisado la redacción del apartado 7.2 del PO 3.1 en línea con los comentarios formulados por los sujetos sobre la imposibilidad de aportar la información sobre potencia eléctrica de caudal mínimo con el formato y detalle requerido (envío diario, por unidad física y periodo de programación). Se reduce de este modo el grado de exigencia a los sujetos, pero esta modificación lleva asociada la posibilidad de que sea rechazada por el operador del sistema, en el caso de que la información recibida no le permita verificar la transferencia de la obligación de caudal al programa de producción eléctrica.

- Desglose por defecto.

Un sujeto solicita que se valore la inclusión de un desglose por defecto en la programación del mercado, al objeto de mitigar el impacto negativo de los errores de desglose.

Esta cuestión ya fue contemplada en el ámbito del desarrollo de los servicios de no frecuencia, que culminó en la Resolución de 6 de marzo de 2024, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se modifican procedimientos de operación eléctricos para la participación de la demanda y el almacenamiento en los servicios de no frecuencia y en la solución de restricciones técnicas e integración de la hibridación de tecnologías en el proceso de programación. Se incorporó en dicha resolución un mandato al operador del sistema para que elaborara un Informe del impacto de las limitaciones aplicadas por incorrección de desgloses, así como una valoración de la posibilidad y el coste de la implementación de medidas que puedan mitigar este impacto. Se podrá valorar la conveniencia del desglose por defecto cuando se disponga del citado informe.

- Comunicación a la CNMC de irregularidades en la configuración de las unidades.

Un sujeto muestra preocupación por la aplicación de un nuevo párrafo incorporado en el PO 3.1, el cual refiere la comunicación por el operador del sistema a la CNMC de cualquier irregularidad o incumplimiento por parte de los participantes del mercado en relación con la configuración de las unidades de programación o de las unidades físicas que gestionan. El sujeto solicita que antes de establecerse cualquier sanción, se otorgara a los participantes del mercado un plazo mínimo de dos meses para la corrección de la situación.

Esta Comisión no considera necesario atender la petición del sujeto dado que la disposición añadida al procedimiento es acorde con la función de vigilancia del operador del sistema.

- Nominaciones de contratos bilaterales en situación de Rollback.

Un sujeto solicita que se aclare en el anexo III.1 del PO 3.1 quién debe asumir la responsabilidad de realizar las nominaciones de contratos bilaterales con resolución horaria en caso de activarse el mecanismo de «Rollback»⁽¹⁾ tras la implementación de la negociación en resolución cuarto-horaria en el mercado diario. El sujeto considera que debe ser el operador del sistema quien se encargue de actualizar dichas nominaciones horarias, sin necesidad de que los sujetos modifiquen su operativa. Esto significa que el operador tendría que convertir las nominaciones con una metodología que debería recoger el PO.

⁽¹⁾ Mecanismo a aplicar ante incidencias extraordinarias tras la puesta en producción de la negociación de productos cuarto-horarios en el mercado diario, tales que impidan el desarrollo del mercado en condiciones de normalidad. Esencialmente, supondría la vuelta a la negociación horaria durante varios días, hasta la resolución de las incidencias.

Esta comisión no considera necesario atender la solicitud del sujeto. La nominación de contratos bilaterales es responsabilidad de los sujetos de mercado, lo que está claramente especificado en el PO 3.1, incluso específicamente para el caso de activación del mecanismo de Rollback, en los siguientes términos (apartado 1 del anexo III del PO 3.1):

«En caso de resultar de aplicación el mecanismo previsto a nivel europeo de «Rollback» [...], las nominaciones de los PM al OS de todos los contratos bilaterales deberán recuperar las condiciones previas a la puesta en producción: resolución horaria.»

Tampoco se considera adecuado que el operador del sistema altere las nominaciones de los sujetos, ni tener que desarrollar metodologías y complicar la implementación del MTU15 por una posibilidad extraordinaria. Dicha posibilidad, así como la correspondiente metodología de cálculo, deberían además ser consensuadas o, al menos, consultadas a los sujetos.

- Penalizaciones por incumplimientos en telemidas y adscripciones a centro de control.

Varios sujetos han formulado distintos comentarios en relación con las obligaciones y requisitos de telemida y adscripción a centros de control, así como con la liquidación de las penalizaciones aplicables en caso de incumplimiento.

Si bien la presencia del PO 3.8 Pruebas para la participación de las instalaciones en los procesos y servicios gestionados por el Operador del Sistema en este paquete normativo podría dar cabida al tratamiento de algunas de las cuestiones planteadas, será más adecuada su consideración en el ámbito de la propuesta de modificación de Procedimientos de Operación para su adecuación a los criterios de validación de la calidad de la telemida, que está pendiente del lanzamiento por la CNMC del trámite de audiencia e información pública.

- Situaciones de insolvencia probable, inminente o actual.

Un sujeto solicita que se aclare en el apartado 13.3 del PO 14.3 el alcance del concepto de situaciones de insolvencia probable, inminente o actual.

Se mejora la redacción del párrafo al objeto de aclarar que la referencia se ajusta al ámbito de los criterios establecidos en la Ley Concursal.

- Desvíos de las instalaciones en fase de prueba con representante de referencia.

Un sujeto expone la situación de las instalaciones asignadas a la representación de referencia a las que el operador del sistema aplica limitaciones de programa. Indica que si dichas instalaciones reducen consecuentemente su producción son penalizadas en el segmento de desvíos, ya que no se les aplica un redespacho para corregir su programa. El sujeto añade que el operador del sistema le planteó como solución dar de alta una unidad de programación separada para cada una de estas instalaciones, pero, el sujeto indica que el proceso resulta excesivamente complejo teniendo en cuenta el poco tiempo que las grandes nuevas instalaciones permanecen en la representación de referencia. Solicita que se incorpore un ajuste en la posición final del BRP tal que permita compensar el desvío en la liquidación.

Si bien esta Comisión entiende que los hechos puestos de manifiesto deberían evitarse, ya que el coste del desvío supone un desincentivo al cumplimiento de las órdenes del operador del sistema, dado que la programación a través de representante de referencia es una medida transitoria, no se considera adecuado establecer una fórmula de ajuste específica para este tipo de situaciones en el ámbito de la liquidación del desvío.

- Tratamiento transitorio de medidas horarias para liquidación.

En el apartado b) del anexo II del PO 14.4 se elimina una referencia a restricciones técnicas que fue descartada en la versión anteriormente aprobada del PO 14.4 y es por tanto errónea. Por otra parte, se incorpora un cambio de redacción para reflejar adecuadamente la particularidad de la demanda que participa en balance sin posibilidad de ofertar cuarto-horariamente. Esta última modificación no estaba en la versión sometida a trámite de audiencia, pero fue consultada por esta Comisión en la Propuesta de resolución por la que se modifican los procedimientos de operación 3.1, 3.6, 7.4, 9.1 y 14.4 para el desarrollo de un servicio de control de tensión en el sistema eléctrico peninsular español (DCOOR/DE/005/24), sin haber recibido oposición por parte de los sujetos. Al contrario, su incorporación en el proceso actual ha sido solicitada por los sujetos en la consulta de esta resolución. Adicionalmente, se eliminan sendas referencias erróneas al proceso de restricciones técnicas que no se corresponden con el texto del procedimiento vigente.

Vistos los citados antecedentes de hecho y fundamentos de Derecho, la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC, resuelve:

Primero.

Aprobar los procedimientos de operación 3.1, 3.2 y 14.4 que se recogen en el anejo 1, así como la modificación parcial de los procedimientos de operación 3.3, 3.8, 4.0 y 14.3 que se recoge en los anejos 2, 3, 4 y 5, para su adaptación a la negociación cuarto-horaria en los mercados diario e intradiario.

La presente resolución surtirá efectos en la fecha de puesta en producción del MTU15 en el mercado diario y/o intradiario, que será determinada por el Operador del Mercado.

Segundo.

Dejar sin efecto las versiones anteriormente aprobadas de estos procedimientos y apartados en la fecha especificada en el resuelve segundo.

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, 6 de marzo de 2025.–El Secretario del Consejo de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, Miguel Bordiu García-Ovies.

ANEJO 1

Procedimientos de Operación del sistema eléctrico 3.1, 3.2 y 14.4

PO 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).
- e) Elaboración de los Programas Operativos (P48) y su cierre.

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 y P48 se publicarán con resolución cuarto-horaria desde que se introduzca la posibilidad de negociación de productos de resolución cuarto-horaria en los mercados diario o intradiario, en el ámbito del sistema eléctrico peninsular español.

Las asignaciones y redespachos correspondientes a los servicios de ajuste del sistema incluidos en este procedimiento de operación (restricciones técnicas, reserva de regulación secundaria, energías de balance RR, regulación terciaria y energía de regulación secundaria) se expresarán 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 redespachos por restricciones técnicas del PDBF presentarán el mismo valor en todos los periodos de programación cuarto-horarios de la misma hora, ya que el correspondiente límite de programa por seguridad siempre vendrá aplicado sobre un periodo horario completo hasta que el periodo de programación en el mercado diario, en el ámbito del sistema eléctrico peninsular español, sea también 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 de energía 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 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 rondas del mercado intradiario continuo para los periodos de programación negociables en cada una de dichas rondas.

– 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, pudiendo ser actualizado posteriormente 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. Las publicaciones al OM se realizarán en resolución cuartohoraria desde el momento en el que el periodo de programación del mercado diario, en el ámbito del sistema eléctrico peninsular español, sea también cuarto-horario. En caso de resultar de aplicación el mecanismo previsto a nivel europeo de «Rollback» (mecanismo a aplicar ante incidencias extraordinarias tras la puesta en producción de la negociación de productos cuarto-horarios en el mercado diario), las comunicaciones con el OM recuperarán las condiciones previas a la puesta en producción: resolución horaria.

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 13:30 horas, o bien antes de transcurridos 30 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 h, o bien antes de transcurridos 20 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.

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, 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.

- 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.

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, 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 cuando la primera sesión de subasta intradiaria haya sido anulada a nivel europeo, como consecuencia de retrasos en la comunicación de resultados del mercado diario.

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 banda 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:

– Del OM: 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 facilite esta información de manera desagregada.

– 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) en el horario fijado en el anexo I de este procedimiento de operación.

El OS elaborará y publicará el PHF a partir del PHFC anterior, o en su defecto, el PDVP 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 o, en su caso, la anulación período a período de todos los comprendidos en el horizonte de la subasta. 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 alguno o 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, 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 PHFC a partir del PHFC anterior, o en su defecto, del PHF anterior, 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 40 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.

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 periodo 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 energías de balance procedentes de reservas de sustitución (RR).

La activación e intercambio de energías de balance procedentes de reservas de sustitución (RR, por sus siglas en inglés) en el sistema eléctrico peninsular español para la gestión de los desvíos previstos de generación y consumo respecto al Programa final definitivo (PHFC) se realizará mediante la utilización de la plataforma europea para el intercambio de energías de balance RR, conforme a lo establecido en el artículo 19 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), hasta la implantación de los 96 cierres del mercado intradiario continuo en el ámbito del sistema eléctrico español.

La activación de energías de balance RR se realizará conforme a lo previsto en el «Marco de aplicación de la plataforma europea de intercambio de energías de reservas de sustitución (RRIF, por sus siglas en inglés)», aprobado por las Autoridades Reguladoras Nacionales de todos los países participantes en este proceso, de acuerdo con el artículo 5.3(a) y con el artículo 19.1 del Reglamento EB.

La participación en el proceso europeo de activación e intercambio de energías de balance RR estará condicionada a la disponibilidad y publicación del PHFC con un margen de al menos 48 minutos respecto al inicio del correspondiente horizonte de programación.

13.2 Activación de energía de regulación terciaria (mFRR).

La activación de la energía de regulación terciaria del sistema eléctrico peninsular español se realizará en una primera fase a nivel local.

A partir de la comunicación del OS a través de su página web de la fecha de conexión a la plataforma de balance mFRR, la activación e intercambio de energías de regulación terciaria (mFRR, por sus siglas en inglés) en el sistema eléctrico peninsular español se realizará 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.

Antes de las 23:00 horas, 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.

13.3 Activación de energía de regulación secundaria (aFRR).

La activación de la energía de regulación secundaria del sistema eléctrico peninsular español se realizará en una primera fase a nivel local.

A partir de la comunicación del OS a través de su página web de la fecha de conexión a la plataforma de balance 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.

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, pudiendo ser actualizado posteriormente en cualquier momento, con anterioridad y durante el período de programación.

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 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 aplicación del proceso de activación de energías de balance procedentes de reservas de sustitución (RR), o 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. 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.

17. 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 de celebración de la SDR en la interconexión Francia-España. Envío de los PM al OS del programa correspondiente a: – Desgloses de UP en UF. – Potencias hidráulicas máxima y mínima. – Caudales mínimos hidráulicos.	13:00 horas (en todo caso, hasta 20 min tras la publicación de los resultados del mercado diario).
Publicación PDBF por el OS.	13:30 horas (en todo caso, hasta 30 min tras publicación de los resultados del mercado diario).

Concepto	Hora límite de publicación (D-1)
Presentación de ofertas para el proceso de solución de restricciones técnicas.	Desde las 12:00 horas hasta 15 min tras publicación PDBF.
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, cuando la primera sesión de subasta intradiaria haya sido anulada a nivel europeo, como consecuencia de retrasos en la comunicación de resultados del mercado diario).
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.
Presentación de ofertas de banda regulación secundaria.	16:00 horas (en todo caso, hasta 75 minutos tras la publicación del PDVP).
Asignación de reserva de regulación secundaria.	16:30 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 (**).	15:40	22:40	10:40
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.

(**) 5 minutos desde el cierre de recepción de nominaciones y desgloses.

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 Identification 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 PO 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 10 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.	
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 híbridadas 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, entendiéndose 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, entendiéndose 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, entendiéndose 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 porfolio.

Cada participante en el mercado podrá solicitar disponer, para cada una de sus actividades, de una unidad de programación porfolio 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, independientemente de la resolución que presente el período de programación del mercado diario.

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 podrán presentar valores de programa diferentes para cada período de programación cuartohorario, tan pronto como se establezca la posibilidad de negociación de productos de resolución cuartohoraria en el mercado diario.

– 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 podrán presentar valores de programa diferentes para cada período de programación cuartohorario, tan pronto como se establezca la posibilidad de negociación de productos de resolución cuarto-horaria en el mercado diario.

– 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 podrán presentar valores de programa diferentes para cada período de programación cuartohorario, tan pronto como se establezca la posibilidad de negociación de productos de resolución cuartohoraria en el mercado diario.

En caso de resultar de aplicación el mecanismo previsto a nivel europeo de «Rollback» (mecanismo a aplicar ante incidencias extraordinarias tras la puesta en producción de la negociación de productos cuartohorarios en el mercado diario), las nominaciones de los PM al OS de todos los contratos bilaterales deberán recuperar las condiciones previas a la puesta en producción: resolución horaria.

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 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 PO 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 periodos 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:

- i. Se ordenarán las unidades de programación en orden decreciente atendiendo a su valor de energía programada.
- ii. 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:

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 mercado intradiario continuo:

i. Se ordenarán las unidades de programación en orden decreciente atendiendo a su valor de energía programada.

ii. 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.

PO 3.2 RESTRICCIONES TÉCNICAS

1. Objeto.

El objeto de este procedimiento es establecer el proceso para la solución de las restricciones técnicas identificadas en el sistema eléctrico peninsular español en el Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF), así como las que puedan identificarse con posterioridad durante la operación en tiempo real.

2. Ámbito de aplicación.

Este procedimiento es de aplicación a:

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

3. Definiciones.

3.1 Participante en el Mercado:

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.

3.2 Restricción técnica:

Es cualquier circunstancia o incidencia derivada de la situación del sistema eléctrico que, por afectar a las condiciones de seguridad, calidad y fiabilidad del suministro establecidas reglamentariamente y a través de los correspondientes procedimientos de operación, requiera, a criterio técnico del OS, la modificación de los programas de energía.

En particular pueden identificarse restricciones técnicas debidas a:

- Incumplimiento de las condiciones de seguridad en régimen permanente y/o tras contingencia, definidas en el procedimiento de operación por el que se establecen los criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del sistema eléctrico.
- Insuficiente reserva de potencia para la regulación y el balance del sistema.
- Insuficiente reserva de capacidad para el control de la tensión en la Red de Transporte.
- Insuficiente reserva de capacidad para la reposición del servicio.
- Incumplimiento de las condiciones de seguridad en la Red de Distribución comunicadas al OS por el gestor de la correspondiente Red de Distribución.

Para la solución de estas restricciones técnicas se aplicarán los mecanismos descritos en el presente procedimiento de operación y en aquellos otros por los que se establece la gestión de los correspondientes servicios de ajuste del sistema.

3.3 Arranque programado.

Se considera que existe un arranque programado por restricciones técnicas cuando al establecerse una limitación de programa mínimo por seguridad en un conjunto de periodos de programación consecutivos, se cumplen las siguientes condiciones:

- La limitación por seguridad no corresponde a un adelanto o a un retraso de un arranque programado por la unidad mediante su participación en los mercados previos.
- La unidad tiene un programa nulo en todos y cada uno de los periodos de programación consecutivos en los que se establece la limitación por seguridad (o modo de funcionamiento inferior en el caso de ciclos combinado multiteje).
- Adicionalmente, en arranques programados en tiempo real, el programa PHFC en el cierre es igual al programa PHFC de la unidad en el momento de establecer la limitación por seguridad.

En el caso de unidades híbridas el arranque programado de grupos térmicos se determinará de acuerdo con el desglose de las unidades físicas térmicas correspondientes.

3.3.1 Arranque en caliente:

Arranque programado y/o realizado por la unidad de producción térmica de forma tal que el intervalo de tiempo comprendido desde el último periodo de programación con programa asignado y el primer periodo de programación en la que se programa y/o se realiza el arranque es inferior a 5 horas, en respuesta a una solicitud específica del OS.

3.3.2 Arranque en frío:

Cualquier otro arranque programado y/o realizado por la unidad de producción térmica que no cumpla la condición de arranque en caliente.

3.4 Arranque de turbina de gas adicional.

Arranque programado y/o realizado por la segunda y sucesivas turbinas de gas de un ciclo combinado multieje, en respuesta a una solicitud específica del OS.

3.5 Tiempo de preaviso:

3.5.1 Tiempo de preaviso desde orden de arranque hasta mínimo técnico:

Tiempo requerido desde la comunicación de la orden de arranque hasta mínimo técnico, en frío y en caliente, comunicado, para cada unidad de programación de tecnología térmica, mediante su incorporación en la oferta específica para el proceso de solución de restricciones técnicas. En el caso de las unidades de ciclo combinado multieje, estos tiempos de preaviso estarán asociados a aquellos modos de funcionamiento que incluyan la turbina de vapor en su configuración.

3.5.2 Tiempo de preaviso para el arranque de turbinas de gas adicionales:

Tiempo requerido para el arranque de una turbina de gas adicional, con el grupo ya operando en un modo de funcionamiento determinado que incluye la operación de la turbina de vapor en su configuración.

3.6 Sistema de reducción de carga.

Automatismo de teledisparo o sistema de reducción automática de potencia que, ante una determinada contingencia, podrá dar lugar, de forma automática, a la pérdida completa o parcial de la producción de la unidad que tenga habilitado este sistema de reducción de carga.

4. Presentación de ofertas para el proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF y en tiempo real.

4.1 Periodo para la recepción de ofertas para la solución de restricciones técnicas del PDBF.

El periodo para la recepción de ofertas queda definido en el procedimiento de operación por el que se establece el proceso de programación.

4.2 Unidades de programación para la venta de energía.

Los PM asociados a unidades de programación de venta de energía, asociadas tanto a transacciones de mercado como afectas a contratos bilaterales con entrega física, correspondientes a:

- Producción de grupos térmicos no renovables y de instalaciones de generación asociadas a autoconsumo.
- Producción de centrales reversibles de bombeo y de instalaciones de almacenamiento.
- Producción de instalaciones que utilizan fuentes de energía renovables.
- Importaciones de energía desde los sistemas eléctricos externos en los que no esté implantado un sistema coordinado de gestión de la capacidad de intercambio.

presentarán las ofertas siguientes:

4.2.1 Ofertas de venta de energía:

De carácter obligatorio para todos aquellos PM asociados a unidades de programación que, en aplicación de la normativa vigente, están obligados a realizar ofertas de venta de energía para cada periodo de programación. Esta obligación aplicará a la totalidad de la potencia máxima disponible en la correspondiente unidad de

programación adicional a la programada en el PDBF, y de forma independiente a que su contratación en el mercado de producción se efectúe a través de la gestión del programa de energía en el mercado diario o mediante la ejecución de contratos bilaterales con entrega física.

A estos efectos, se considerará potencia máxima disponible de una unidad de programación al valor máximo de potencia activa del conjunto de unidades físicas integradas en dicha unidad de programación, que no se ve afectado por limitaciones en la capacidad de producción, teniendo en cuenta, en su caso, el recurso de la fuente de energía primaria o el recurso almacenado disponible en dichas instalaciones.

En el caso de unidades de producción afectas a contratos bilaterales con entrega física cuyo objeto sea la exportación de energía a través de interconexiones eléctricas sin sistema coordinado de gestión de la capacidad de intercambio, la oferta de venta de energía será por la totalidad de la potencia máxima disponible en la correspondiente unidad de producción, y ello con independencia del programa de venta de energía comprometido en el PDBF, ya que este programa PDBF, en caso de existir una congestión en sentido exportador en dicha interconexión, podría verse reducido o incluso llegar a anularse.

De carácter potestativo para las unidades de venta de energía correspondientes a importaciones de energía desde aquellos sistemas eléctricos externos en los que no esté implantado un sistema coordinado de gestión de la capacidad de intercambio.

4.2.2 Ofertas de compra de energía:

Las ofertas de compra de energía serán de carácter obligatorio para todas las unidades de venta respecto al programa de venta de energía establecido en el PDBF para la correspondiente unidad de venta de energía.

4.3 Unidades de programación para la adquisición de energía.

Los PM asociados a unidades de adquisición de energía para consumo de bombeo, para instalaciones de almacenamiento y para instalaciones de demanda con localización eléctrica específica, asociadas tanto a transacciones de mercado como afectas a contratos bilaterales con entrega física, presentarán los siguientes tipos de oferta:

– Ofertas de venta de energía que tendrán carácter obligatorio respecto al correspondiente programa de adquisición de energía programado en el PDBF (reducción hasta la anulación del programa de compra del PDBF) para el consumo de bombeo y las instalaciones de almacenamiento, y carácter potestativo respecto al programa PDBF para las instalaciones de demanda con localización eléctrica específica.

– Ofertas de compra de energía que tendrán carácter potestativo, para el incremento respecto al PDBF del programa de adquisición de energía, teniendo en cuenta, en su caso, el recurso almacenado y/o las mejores previsiones de consumo.

4.4 Unidades de programación genéricas.

Las unidades de programación genéricas no participarán en la solución de restricciones técnicas, no aceptándose por ello la presentación de ofertas de restricciones para este tipo de unidades de programación.

4.5 Características de las ofertas.

Las ofertas para el proceso de solución de restricciones técnicas serán, con carácter general, ofertas simples, debiendo ser presentadas por el PM asociado a la correspondiente unidad, y ello con independencia de que dicha unidad de venta o de adquisición pueda estar asociada, además, de forma parcial o total, a uno o más contratos bilaterales con entrega física, para los que se haya comunicado su ejecución para el día siguiente.

En cada oferta se especificará la siguiente información:

– Tipo de oferta (generación, importación, consumo de bombeo, almacenamiento o demanda).

– Para cada periodo de programación, y respecto a la energía programada en el PDBF se indicará:

- Energía a subir:

N.º de bloque: Bloques divisibles de precios crecientes, en orden correlativo de 1 a 10 (número máximo de bloques).

Energía (MWh).

Precio de la energía ofertada: Este precio podrá ser negativo en todos los periodos de programación de los días en los que el precio marginal resultante del mercado diario o de alguna de las sesiones de subastas del mercado intradiario haya resultado inferior a 1 €/MWh en uno o más de los periodos del horizonte de programación correspondiente al día en cuestión. Esta validación se aplicará desde el momento en el que el OS haya integrado en su sistema los precios marginales del mercado diario o de cualquiera de las sesiones de subastas intradiarias. El precio de la oferta de restricciones no podrá ser menor que el límite técnico inferior de precio establecido, en su caso, para las ofertas al mercado diario, o el menor entre el mínimo del diario y las subastas del intradiario si ambos fueran distintos.

- Energía a bajar:

N.º de bloque: Bloques divisibles de precios decrecientes, en orden correlativo de 1 a 10 (número máximo de bloques).

Energía (MWh).

Precio de la energía ofertada: Este precio podrá ser negativo en todos los periodos de programación en los que el precio marginal resultante del mercado diario o de alguna de las sesiones de subastas del mercado intradiario haya resultado inferior a 1 €/MWh en uno o más de los periodos del horizonte de programación correspondiente al día en cuestión. Esta validación se aplicará desde el momento en el que el OS haya integrado en su sistema los precios marginales del mercado diario o de cualquiera de las sesiones de subastas intradiarias. El precio de la oferta de restricciones no podrá ser menor que el límite técnico inferior de precio establecido, en su caso, para las ofertas al mercado diario, o el menor entre el mínimo del diario y las subastas del intradiario si ambos fueran distintos.

– Para los grupos térmicos:

- Se deberán incorporar los tiempos de preaviso desde orden de arranque hasta mínimo técnico, en frío y en caliente, ambos declarados en minutos, a los efectos de determinar las soluciones técnicamente válidas para resolver una restricción. En el caso de los ciclos combinados multiteje, se deberán facilitar los tiempos de preaviso por cada modo de funcionamiento, así como el tiempo de preaviso para el arranque de una turbina de gas adicional.

- Se podrán incorporar los siguientes términos específicos:

- Coste de arranque en frío.
- Coste de arranque en caliente, que deberá ser igual o inferior al coste de arranque en frío.

- Para los grupos térmicos correspondientes a ciclos combinados multiteje, se podrán incorporar también los siguientes términos específicos:

- Coste de arranque de una turbina de gas adicional.
- Coste para cada periodo de programación en la que se requiera la programación de una turbina de gas adicional.

– Código para la definición del orden de precedencia a considerar para la repercusión de los posibles redespachos de energía a subir aplicados sobre una unidad de compra y de los posibles redespachos de energía a bajar aplicados sobre una unidad de venta, en caso de que la unidad participe simultáneamente en una transacción de mercado y en la ejecución de uno o más contratos bilaterales con entrega física (reducción prioritaria del programa correspondiente a la transacción de mercado y reducción posterior de los contratos bilaterales mediante prorrata entre ellos, prioridad inversa, o bien, aplicación de la regla prorrata sobre todo el conjunto de transacciones).

Podrán establecerse límites de precios máximos y/o mínimos, tanto de la energía ofertada como de los términos específicos, de aplicación a aquellas zonas en las que se constate la existencia de restricciones sistemáticas con un bajo nivel de competencia en los medios disponibles para su resolución. Dichos límites, así como las condiciones para su aplicación, serán fijados por resolución de la CNMC y tendrán carácter temporal.

Las ofertas para el proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF respetarán la unidad de tiempo establecida para el mercado diario, mientras que las actualizaciones para el proceso de solución de restricciones técnicas en tiempo real deberán tener la misma resolución de los periodos de programación. En caso de que la oferta presentada al proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF no se actualice en tiempo real se adaptará automáticamente a la resolución de los periodos de programación.

4.6 Actualización de las ofertas de restricciones técnicas en tiempo real.

Las ofertas presentadas al proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF podrán ser actualizadas de forma continua dentro del plazo de tiempo definido en el procedimiento de operación por el que se establece el proceso de programación.

4.7 Presentación de ofertas de restricciones técnicas por defecto.

Los PM asociados a unidades de programación a los que sea de aplicación la presentación de ofertas para el proceso de solución de restricciones técnicas podrán disponer de ofertas de restricciones por defecto de acuerdo con lo dispuesto en el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información relativos al proceso de programación.

5. Criterios para la implementación práctica de la solución de restricciones técnicas.

Para la implementación práctica de la solución de restricciones técnicas el Operador del Sistema únicamente podrá establecer limitaciones de programa sobre unidades de programación formadas por unidades físicas con localización eléctrica específica o sobre las propias unidades físicas con localización eléctrica específica. Las unidades de programación y unidades físicas con localización eléctrica específica ya sean de generación, demanda o almacenamiento estarán constituidas de acuerdo con lo establecido en el anexo II del procedimiento de operación 3.1.

Para el establecimiento de los redespachos de energía necesarios para la solución de las restricciones técnicas, se respetarán los valores correspondientes a las potencias mínimas y las capacidades máximas de potencia activa de las instalaciones de generación, y las potencias nominales de las instalaciones de consumo de bombeo, almacenamiento y demanda, de acuerdo con la definición de las mismas y otra información complementaria que deberán facilitar al OS los PM asociados a las correspondientes unidades programación según lo establecido en el procedimiento de operación por el que se establece la información intercambiada por el OS, y de acuerdo con lo fijado en dicho procedimiento. Se tendrán en cuenta, además, las posibles limitaciones transitorias de estos valores de potencia comunicados también de forma fehaciente por los PM asociados a estas unidades al OS.

No serán tenidas en consideración, por el contrario, otras limitaciones distintas, propias de cada unidad de producción, tales como las rampas máximas de subida y bajada de carga de los grupos térmicos, entre otras, que deberán ser gestionadas en el mercado intradiario, cuando así sea necesario, por los PM asociados a las correspondientes unidades.

Así, el OS programará únicamente las rampas de subida/bajada de carga de unidades térmicas de producción cuando la solución de restricciones técnicas haya sido programada para un periodo de programación tal, que el PM asociado a dicha unidad de programación no tenga posibilidad efectiva de participar en el mercado intradiario por incompatibilidad de los horarios de dicho mercado con el periodo de programación para el que se establece el cambio del programa de la unidad de programación para la solución de las restricciones técnicas identificadas.

En todos los casos en los que la solución de restricciones técnicas lleve asociado el acoplamiento, incremento o disminución de producción o de demanda de unidades físicas concretas, incorporadas en una determinada unidad de venta o de compra de energía, y no sea suficiente una modificación del programa de la unidad de venta o de compra de energía correspondiente, el OS definirá, además de la unidad de programación afectada por el redespacho de energía, las unidades físicas y los requisitos aplicables a cada una de ellas de forma detallada, incorporándose estos datos complementarios en áreas procesables de información que formarán parte de los intercambios de información correspondientes a los redespachos y limitaciones de seguridad comunicados por el OS como parte del proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF.

En aquellos casos en los que los redespachos de energía sean aplicados sobre una unidad de programación integrada por más de una unidad física, las limitaciones por seguridad podrán afectar también, al igual que se ha indicado antes para los redespachos, únicamente a parte de las unidades físicas que la componen sin que quepa considerar, en estos casos, que estas limitaciones son aplicables necesariamente a todo el conjunto de la correspondiente unidad de programación.

Las limitaciones aplicadas por restricciones técnicas sobre unidades físicas integradas en una unidad de programación cuyo desglose (en horizonte diario, intradiario o de tiempo real) enviado con anterioridad al establecimiento de la limitación sea incorrecto, no darán lugar a redespachos de energía.

Las limitaciones de programa máximo aplicadas sobre unidades de programación, o en su caso, sobre unidades físicas, a un valor igual a la potencia máxima disponible de la unidad de programación o de la unidad física, o a la suma de las potencias máximas disponibles de las unidades físicas que integren una unidad de programación, no darán lugar a redespachos de energía.

Las limitaciones establecidas por seguridad podrán ser cuarto horarias o, en el caso de ya no poderse negociar la energía en el mercado intradiario o en el mercado intradiario continuo, inferiores al cuarto de hora.

Los redespachos por restricciones técnicas en tiempo real podrán presentar valores de energía y precio distintos para periodos de programación cuarto-horarios correspondientes a la misma hora.

Hasta que la unidad de tiempo establecida para el mercado diario pase a ser cuarto horaria:

- Las limitaciones establecidas por seguridad en el proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF abarcarán el periodo horario completo.

- Los redespachos por restricciones técnicas del PDBF presentarán el mismo valor de energía y precio en todos los periodos de programación de la misma hora.

6. Proceso de solución de las restricciones técnicas del programa diario base de funcionamiento (PDBF).

Este proceso consta de dos fases diferenciadas:

Fase 1: Modificación del programa PDBF por criterios de seguridad.

Fase 2: Reequilibrio de generación y demanda.

6.1 Fase 1: Modificación del programa PDBF por criterios de seguridad.

El objetivo de esta fase es la determinación de las restricciones técnicas que puedan afectar a la ejecución del PDBF, identificando aquellas modificaciones de programa que sean necesarias para la solución de las restricciones técnicas detectadas, y estableciendo las limitaciones de programa por seguridad necesarias para evitar la aparición de nuevas restricciones técnicas en la segunda fase del proceso de solución de restricciones técnicas y en subsiguientes mercados.

6.1.1 Identificación de las restricciones técnicas.

a) Preparación de los casos de estudio.

Los análisis de seguridad para la identificación de las restricciones técnicas tendrán en cuenta la siguiente información:

– La producción, la demanda con localización eléctrica específica y los programas de intercambios internacionales incluidos en el PDBF.

– Las desagregaciones de programas correspondientes a:

- Unidades de venta de energía asociadas a grupos térmicos no renovables, centrales reversibles de bombeo, instalaciones de generación con autoconsumo e instalaciones de almacenamiento.

- Unidades de venta de energía asociadas a instalaciones de producción que utilizan fuentes de energía renovables teniendo en cuenta la precisión de la previsión de entregas de producción en aquellas instalaciones cuya producción dependa de las condiciones de su recurso primario.

- Unidades de compra de energía asociadas a centrales reversibles de bombeo, instalaciones de almacenamiento e instalaciones de demanda con localización eléctrica específica.

– La demanda prevista por el OS y la precisión de su previsión.

– La mejor previsión de producción eólica y solar de que disponga el OS.

– La mejor información disponible en relación con:

- Indisponibilidades tanto programadas como sobrevenidas que afecten a elementos de red.

- Indisponibilidades tanto programadas como sobrevenidas que afecten a las unidades físicas de generación y adquisición.

– La demanda se considerará distribuida en los diferentes nudos del modelo de red utilizado por el OS para la realización de los análisis de seguridad. Esta distribución de la demanda por nudos la efectuará el OS, utilizando como soporte para ello las aplicaciones de los sistemas de gestión de energía, y las aplicaciones informáticas y Bases de Datos específicamente diseñadas para los análisis y la solución de las restricciones técnicas.

b) Análisis de seguridad.

Sobre las bases anteriormente indicadas, el OS efectuará los análisis de seguridad necesarios para todo el horizonte de programación e identificará las restricciones

técnicas que afecten al PDBF, de acuerdo con los criterios de seguridad, calidad y fiabilidad contenidos en el procedimiento de operación por el que se establecen los criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del sistema eléctrico.

Los casos de estudio utilizados para la realización de los análisis de seguridad del PDBF serán puestos a disposición de los PM, en formato RAW de la aplicación PSS/E, una vez transcurrido el periodo de tiempo establecido, en su caso, por razones de confidencialidad de la información, tal y como se indica en el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información relativos al proceso de programación.

c) Solución de restricciones técnicas.

Antes de proceder a la solución de las restricciones técnicas identificadas en el sistema eléctrico español, el OS resolverá, en su caso, las congestiones identificadas en el PDBF que afecten a las interconexiones con los sistemas eléctricos vecinos sin mecanismo coordinado de gestión de la capacidad de intercambio, con arreglo a lo establecido en la normativa y en los procedimientos de operación vigentes.

Una vez verificada la no existencia de congestiones en las interconexiones internacionales en las que no está implantado un sistema coordinado de gestión de la capacidad de intercambio, el OS analizará las condiciones de seguridad del sistema eléctrico peninsular español. En el caso de identificarse en el PDBF restricciones técnicas internas al sistema eléctrico español, el OS estudiará para cada conjunto de periodos de programación consecutivos en los que haya identificado restricciones técnicas, las posibles soluciones que técnicamente las resuelvan con un margen de seguridad adecuado.

6.1.2 Medios para la solución de las restricciones técnicas.

Para resolver las restricciones técnicas identificadas en el PDBF que afecten al sistema eléctrico peninsular español, el OS podrá considerar modificaciones topológicas, la predisposición de los sistemas de reducción de carga, y/o establecer incrementos o reducciones de la energía programada en el PDBF.

a) Modificaciones topológicas con influencia en los flujos de potencia activa y reactiva de la red de transporte.

Mediante el empleo de cambios topológicos, cambios de tomas de los transformadores desfasadores, modificaciones en el ajuste de los dispositivos de control de flujo mediante electrónica de potencia, cambios en las tomas de los transformadores de potencia, conmutación de reactancias y condensadores y modificaciones en el ajuste de los equipos de control de tensión mediante electrónica de potencia.

El OS tendrá en cuenta estas medidas topológicas disponibles en los análisis de seguridad. Si durante la operación en tiempo real se detectan incumplimientos de los criterios de seguridad, el OS activará las medidas topológicas previstas, siempre que su aplicación contribuya a cumplir los criterios de funcionamiento y seguridad de la operación del sistema, manteniéndolas activas durante el tiempo que persistan dichos incumplimientos.

b) Consideración de la predisposición de los sistemas de reducción de carga.

El OS, para garantizar el cumplimiento de los criterios de seguridad establecidos en el procedimiento de operación por el que se establecen los criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del sistema eléctrico, podrá considerar la predisposición de los sistemas de reducción de carga de las instalaciones cuya producción ante una determinada contingencia contribuya a una determinada restricción identificada en la red de transporte o en la red de distribución.

c) Incremento de la energía programada en el PDBF.

Mediante la utilización de las ofertas de venta de energía presentadas al proceso de solución de restricciones técnicas por unidades de venta y de las ofertas de compra de energía presentadas al proceso de solución de restricciones técnicas por unidades de adquisición de energía, asociadas a instalaciones de producción y de demanda:

- Unidades correspondientes a grupos térmicos no renovables y a generación asociada a autoconsumo.
- Unidades correspondientes a centrales reversibles de bombeo, consumo de bombeo y a instalaciones de almacenamiento.
- Unidades de producción de instalaciones que utilizan fuentes de energía renovables.
- Unidades correspondientes a instalaciones de demanda con localización eléctrica específica.

d) Reducción de la energía programada en el PDBF.

La reducción de la energía programada en el PDBF para la solución de las restricciones técnicas identificadas en el sistema eléctrico español se realizará sin utilización directa de ofertas a estos efectos, siendo consideradas estas reducciones de programa anulaciones del programa correspondiente previsto en el PDBF.

Estas reducciones de programa para la solución de las restricciones técnicas identificadas en el PDBF podrán ser aplicadas sobre los siguientes tipos de unidades:

- Unidades de venta asociadas a instalaciones de producción:
 - Unidades correspondientes a grupos térmicos no renovables y a generación asociada a autoconsumo.
 - Unidades correspondientes a centrales reversibles de bombeo y a instalaciones de almacenamiento.
 - Unidades de producción de instalaciones que utilizan fuentes de energía renovables.
- Unidades de adquisición de energía para consumo de bombeo, instalaciones de almacenamiento y demanda con localización eléctrica específica.
- En el caso de que no se disponga de otros medios en el sistema eléctrico peninsular español, o bien exista un riesgo cierto para el suministro en el territorio peninsular nacional, las reducciones de la energía programada en el PDBF se podrán hacer también extensivas a las unidades de adquisición correspondientes a programas de exportación de energía a través de las interconexiones con los sistemas eléctricos vecinos en las que no está implantado un sistema coordinado de gestión de la capacidad de intercambio.

e) Situaciones excepcionales.

En situaciones excepcionales, bien por falta de medios en el sistema eléctrico peninsular español o por riesgo cierto para garantizar el suministro en el territorio peninsular español, para la solución de las restricciones técnicas identificadas en el PDBF, el OS podrá solicitar a los sistemas eléctricos vecinos interconectados con el sistema eléctrico español, incrementos y/o reducciones de programas de energía en unidades ubicadas en su sistema.

6.1.3 Selección y aplicación de los medios de solución.

a) Solución de restricciones técnicas mediante el incremento de la energía programada en el PDBF.

En el caso de ser necesarios incrementos de la energía programada en el PDBF, y existir más de una solución técnicamente válida para la solución de la restricción técnica, con un grado de fiabilidad equivalente bajo el punto de vista de la operación del sistema, el OS efectuará una evaluación económica de las posibles soluciones y elegirá aquella que represente un menor coste siendo calculado éste como la diferencia entre el volumen económico asociado a los redespachos de energía correspondientes a la Fase 1 de solución de restricciones técnicas, y el volumen económico resultante de la valoración de esos mismos redespachos de energía al correspondiente precio marginal resultante del mercado diario. Para el cálculo del coste se considerará, en su caso, el último programa PHFC y las limitaciones de programa que las unidades de producción tengan en el día previo al de programación, que se hayan publicado con anterioridad al cierre del periodo de recepción de ofertas para el proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF.

A igualdad de coste para varias soluciones equivalentes en términos de eficacia técnica para la solución de las restricciones identificadas, el OS seleccionará aquella que represente un menor movimiento de energía respecto al PDBF, y en caso de ser el mismo para dos o más unidades, dará prioridad a las instalaciones que utilicen fuentes de energía renovable y, tras ellas, a las instalaciones térmicas de cogeneración de alta eficiencia, frente al resto de instalaciones de producción.

Los incrementos de programa respecto al PDBF que sean aplicados para la solución de las restricciones técnicas se efectuarán mediante la aplicación de redespachos de energía y serán valorados sobre la base de la oferta presentada para el proceso de solución de restricciones técnicas.

En este proceso, cuando se requiera el arranque de un grupo térmico por razones de seguridad del sistema, se retribuirán los arranques en frío o en caliente, según correspondan, que hayan sido programados y realizados de forma efectiva, de acuerdo con el término específico de coste de arranque en frío y en caliente incorporado en la oferta de restricciones técnicas que haya sido presentada.

En el caso de ciclos combinados multieje, cuando se requiera un cambio en el modo de funcionamiento de un ciclo combinado multieje, tal que conlleve el arranque de una o más turbinas de gas adicionales, se retribuirá el arranque programado y realizado de forma efectiva de cada turbina de gas de acuerdo con el término específico de coste de arranque de una turbina de gas adicional de la oferta de restricciones técnicas que haya sido presentada y el coste para cada hora en la que se requiera la programación de una turbina de gas adicional.

Para la determinación del precio de los redespachos de energía, incluyendo en su caso, los posibles costes de arranque de los grupos térmicos y de los cambios de modo de funcionamiento de un ciclo combinado multieje que puedan requerir el arranque de una o más turbinas de gas adicionales, se considerará para las distintas unidades de producción, el programa que haya sido establecido para ellas en el día previo al de suministro de la energía, incorporado en el último programa PHFC y las limitaciones de programa que hayan sido publicados con anterioridad al cierre del periodo de recepción de ofertas para el proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF.

b) Solución de restricciones técnicas mediante la reducción de la energía programada en el PDBF.

Las reducciones de programa para la solución de las restricciones técnicas identificadas en el PDBF se efectuarán mediante la aplicación de redespachos de energía sobre dichas unidades y darán lugar a nuevos programas de energía.

En el caso de que se reduzcan los programas de venta de energía conforme a la aplicación de la regla prorata, para realizar dicha reducción se establecerá un redondeo de dichos programas, mediante la aplicación de la Norma Internacional ISO 31 B, de forma que todos los programas resultantes estén expresados en valores enteros de MWh.

Las reducciones de programa respecto del PDBF que sean necesarias para la solución de las restricciones técnicas identificadas, aplicadas tanto sobre unidades de venta de energía, como de adquisición serán consideradas anulaciones del programa correspondiente previsto en el PDBF.

Cuando en el proceso de solución de restricciones técnicas se identifique una restricción debida a un exceso de producción en una zona respecto a la capacidad de evacuación de la misma, en función de que dicha restricción se identifique ya en el caso base de estudio, o de que aparezca únicamente en caso de presentarse determinadas contingencias, se procederá tal y como se indica a continuación:

1. Restricciones en el caso base de estudio o identificación de condiciones de inestabilidad poscontingencia o ambos.

Cuando en el proceso de solución de restricciones técnicas se identifique una restricción en el caso base de estudio, se procederá tal y como se indica a continuación:

Se limitará la producción en la zona afectada por la restricción de tal forma que en ningún momento se sobrepasen los límites de seguridad que correspondan atendiendo, en su caso, a los criterios fijados en el procedimiento de operación que corresponda.

En el caso de que las influencias de los programas de las unidades sobre las restricciones técnicas identificadas no sean equivalentes, la modificación de los programas de las diferentes unidades se efectuará reduciendo, en primer lugar, el programa de la unidad que tiene el mayor factor de contribución, respetando el programa de producción mínima que pueda ser requerido en esta unidad por razones de seguridad del sistema. Posteriormente, se procederá a aplicar las sucesivas reducciones siguiendo el orden de los factores de contribución decrecientes obtenidos en los análisis de seguridad.

En el caso de que haya varias unidades cuya contribución a las restricciones técnicas identificadas sea equivalente, se procederá de la siguiente forma:

– Se establecerá un límite de programa máximo de valor igual a cero sobre las unidades físicas con influencia en la restricción que estén integradas en una unidad de programación con desglose incorrecto.

– Se establecerá un límite de programa máximo de valor igual a cero sobre las unidades de producción con un programa no factible, entendiéndose por tal un programa superior a cero e inferior al mínimo técnico de la unidad, y que no corresponda a un programa de energía de más de tres horas consecutivas del horizonte de programación, a modo de rampa ascendente o descendente de carga asociada a un proceso de acoplamiento o desacoplamiento de la unidad.

– Se prorrateará la energía a reducir entre el resto de las unidades en función de su programa previsto en el PDBF, teniéndose en cuenta el siguiente orden de prioridad de despacho por tipo de producción, el cual estará en cualquier caso supeditado a lo dispuesto al respecto en el anexo XV del Real Decreto 413/2014 o norma que lo sustituya:

1) Unidades de producción, excepto instalaciones renovables e instalaciones térmicas de cogeneración de alta eficiencia atendiendo a la definición prevista en el artículo 2 del Real Decreto 616/2007, de 11 de mayo, sobre fomento de la cogeneración.

2) Unidades de producción correspondientes a instalaciones térmicas de cogeneración de alta eficiencia atendiendo a la definición prevista en el artículo 2 del Real Decreto 616/2007, de 11 de mayo, sobre fomento de la cogeneración.

3) Unidades de producción correspondientes a instalaciones renovables gestionables de acuerdo con la definición establecida en el anexo XV del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

4) Unidades de producción correspondientes a instalaciones renovables no gestionables de acuerdo con la definición establecida en el anexo XV del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio. Dentro de este conjunto de unidades, se reducirán en último lugar aquellas cuya adecuación tecnológica, de acuerdo con lo fijado en la normativa de aplicación, contribuya en mayor medida a garantizar las condiciones de seguridad y calidad de suministro en el sistema eléctrico peninsular español.

Además, dentro de cada conjunto anterior de unidades, se reducirán en último lugar aquellos generadores que reciban consignas de tensión del OS.

En el caso de unidades de programación híbridas, el orden de prioridad de despacho vendrá determinado por el tipo de producción más desfavorable entre los módulos de generación e instalaciones de almacenamiento que la compongan. En el caso específico de unidades de programación híbridas con almacenamiento con capacidad de carga de la red, la unidad de programación de venta correspondiente será incluida dentro del grupo 1 del orden de prioridad de despacho definido con anterioridad.

En este proceso de reducción del programa de energía respecto al PDBF mediante prorrata se respetará el caudal mínimo hidráulico comunicado y debidamente justificado por las unidades de producción hidráulica.

Asimismo, a igualdad de prioridad de despacho, se respetará el mínimo técnico de las unidades y los programas de energía en uno o más de los periodos de programación de las tres primeras horas del horizonte de programación a modo de rampa descendente de carga, asociada al proceso de desacoplamiento de la unidad. Si una vez reducida al mínimo técnico la producción de los grupos, persistiese aún un exceso de producción en la zona, se procederá a programar la parada de dichos grupos, de acuerdo con el orden de mérito de las ofertas de compra de energía (reducción del programa PDBF) presentadas para el proceso de solución de restricciones técnicas, iniciando la programación de la parada de aquellas unidades que han presentado un mayor precio en su oferta de compra de energía.

Cuando coincidan ofertas al mismo precio, se programará la parada de unidades de producción en función de sus mínimos técnicos, comenzando por aquellos grupos que resuelvan la congestión con el menor movimiento de energía, siempre que la seguridad del sistema eléctrico así lo permita. En este proceso de programación de la parada de la unidad, se tendrá en cuenta el impacto del consumo asociado a dicha unidad de generación.

En este proceso de programación de la parada de grupos térmicos, se deberá tener en cuenta además el tiempo de preaviso de arranque en frío desde orden de arranque hasta mínimo técnico, y/o, en su caso, el tiempo de preaviso para el arranque de una turbina de gas adicional, programándose así en primer lugar, en el caso de que la seguridad del sistema así lo requiera, la parada del grupo con un menor tiempo de arranque.

En el caso concreto de que se identifique una restricción en la que se requiera la reducción del programa de varias unidades pertenecientes a un mismo PM con una contribución equivalente a la restricción y mismo orden de prioridad de despacho por tipo de producción, se prorrateará preferentemente la energía a reducir para la solución de la congestión entre la suma del programa PDBF de todas las unidades de producción pertenecientes a un mismo PM, y se tendrá en cuenta el orden de preferencia comunicado al OS por el correspondiente PM para sus unidades a la hora de aplicar la reducción de programas a las unidades de producción de cada PM, de acuerdo con lo dispuesto en el procedimiento de operación por el que se establece la información intercambiada por el OS y, siempre que la seguridad del sistema así lo permita.

2. Restricciones en situaciones poscontingencia.

Una vez comprobada la no existencia de restricciones en el caso base de estudio, o de condiciones de inestabilidad que requieran la reducción a priori de la producción en la zona, habiendo sido ya resueltas las que, en su caso, se hubieran identificado, se analizará a continuación la posible existencia de restricciones poscontingencia.

En este caso, se procederá a resolver la restricción de igual forma que en el caso base de estudio, teniendo en cuenta que cuando tengan un factor de influencia equivalente, se reducirán en primer lugar los programas de las unidades sin sistema de reducción de carga habilitado ante la contingencia que produce la restricción, de acuerdo con los criterios de prioridad establecidos en el apartado anterior.

Si aun así no se resolviese la congestión, el OS procedería a considerar la predisposición de los sistemas de reducción de carga en la zona ante la contingencia que produzca la restricción, hasta el valor de potencia máxima admisible por seguridad que se podría reducir mediante estos sistemas.

Si una vez alcanzado este valor de potencia máxima admisible no fuese suficiente para resolver la restricción, el OS procedería a reducir los programas de las unidades con sistema de reducción de carga habilitado para la contingencia que produce la restricción, de acuerdo con los criterios de prioridad establecidos en el apartado anterior.

En el caso de automatismos de teledisparo, lo anterior será de aplicación siempre y cuando actúen con la velocidad de respuesta requerida, cumplan las condiciones técnicas establecidas y estén así habilitados por el OS para realizar esta función, quedando garantizada en todo momento la seguridad del sistema eléctrico.

El PM asociado a cada unidad de programación deberá comunicar al OS, sin dilación, cualquier cambio o modificación que pueda afectar a la operativa o funcionamiento de estos sistemas de reducción de carga.

c) Solución de restricciones técnicas debidas a insuficiente reserva de potencia a subir.

En aquellos casos en los que, una vez ya incorporados los redespachos y limitaciones de seguridad sobre el programa PDBF necesarios para la solución de las restricciones técnicas, se identifique la existencia de una insuficiente reserva de potencia a subir en el programa resultante, el OS aplicará limitaciones de programa mínimo a un valor igual a su mínimo técnico sobre todos los grupos térmicos programados en el PDBF habilitados para participar en la Fase 2 del proceso de solución de restricciones técnicas y/o servicios de balance de activación manual. En el caso de unidades de programación térmicas compuestas por más de una unidad física o híbridas térmicas, el valor de la limitación será igual a la suma de los valores de mínimo técnico de las unidades físicas cuyo valor de desglose comunicado sea igual o superior al mínimo técnico de la instalación.

d) Solución de restricciones técnicas debidas a insuficiente reserva de potencia a bajar.

En aquellos casos en los que, una vez ya incorporados los redespachos y limitaciones de seguridad sobre el programa PDBF necesarios para la solución de las restricciones técnicas, se identifique la existencia de una insuficiente reserva de potencia a bajar en el programa resultante, el OS podrá proceder a aplicar limitaciones de programa sobre las unidades de adquisición correspondientes a consumo de bombeo, almacenamiento y demanda, hasta un valor igual al de su programa en el PDBF, al objeto de evitar posibles reducciones posteriores del programa de estas unidades.

6.1.4 Implementación práctica de la solución de restricciones.

El OS establecerá las modificaciones de los programas necesarias para la solución de restricciones técnicas, indicando para cada unidad afectada por dichas

modificaciones, el tipo y magnitud del redespacho que le es aplicable, para lo que se utilizarán las siguientes calificaciones:

– UPO (Unidad con Programa Obligado):

Unidad de venta de energía para la que se requiere el acoplamiento o el incremento de su programa de venta respecto al PDBF.

Unidad de compra de energía correspondiente a un consumo de bombeo, almacenamiento, demanda con localización eléctrica específica, o en su caso, unidad de adquisición de energía correspondiente a una exportación a través de las interconexiones con los sistemas eléctricos vecinos sin sistema coordinado de gestión de la capacidad de intercambio, para la que se requiere una reducción de su programa de adquisición respecto al PDBF.

– UPL (Unidad con Programa Limitado):

Unidad de venta de energía para la que se requiere una reducción de su programa de venta respecto al PDBF.

Unidad de compra de energía correspondiente a un consumo de bombeo, almacenamiento o demanda con localización eléctrica específica para la que se requiere un incremento de su programa de adquisición respecto al PDBF.

Los redespachos de energía correspondientes a la solución de restricciones técnicas en el mercado diario, una vez incorporados en el PDVP, se considerarán firmes, manteniéndose sin variación el programa de energía incluso en el caso de que desaparezcan las condiciones que han dado lugar a la restricción técnica.

En el caso de la aplicación de redespachos a bajar sobre unidades de venta de energía correspondientes a unidades de producción o a importaciones, o sobre unidades de adquisición para consumo de bombeo, almacenamiento, demanda con localización eléctrica específica, o en su caso exportaciones, participando la correspondiente unidad de forma simultánea en una transacción de mercado y en la ejecución de uno o más contratos bilaterales con entrega física, el OS procederá a distribuir el correspondiente redespacho sobre las distintas transacciones en las que participa dicha unidad, teniendo en cuenta para ello el código de definición del orden de precedencia incorporado en la oferta presentada por el PM asociado a dicha unidad para la solución de las restricciones técnicas. En caso de no haber sido incluido el mencionado código en dicha oferta, se considerará como opción por defecto, la reducción prioritaria del programa correspondiente a la transacción de mercado y, la reducción posterior de todos los contratos bilaterales en los que interviene la misma unidad aplicando prorata entre los mismos, cuando sean más de uno.

6.1.5 Establecimiento de limitaciones por seguridad.

Como parte del proceso de solución de restricciones técnicas, el OS deberá establecer las limitaciones que sean necesarias, por razones de seguridad del sistema, sobre los programas de las diferentes unidades de venta de energía y sobre los programas de adquisición para consumo de bombeo, almacenamiento y demanda con localización eléctrica específica y, en su caso, sobre los programas correspondientes a exportaciones de energía a través de las interconexiones con los sistemas eléctricos vecinos sin mecanismo coordinado de gestión de la capacidad de intercambio.

La aplicación de estas limitaciones por seguridad tendrá como objetivo evitar la aparición de nuevas restricciones en los procesos posteriores.

El OS establecerá estas limitaciones de programa por seguridad con arreglo a las siguientes clasificaciones:

– LPMI (Limitación de Programa Mínimo o Límite Inferior) aplicable a:

Unidad de venta de energía que, por razones de seguridad del sistema, debe mantener un determinado programa mínimo de venta de energía.

Unidad de adquisición de energía correspondiente a un consumo de bombeo, almacenamiento, demanda con localización eléctrica específica o, en su caso, a una exportación de energía a través de las interconexiones con los sistemas eléctricos vecinos, en la que por razones de seguridad del sistema su programa de adquisición de energía no puede superar un determinado valor.

– LPMA (Limitación de Programa Máximo o Límite Superior) aplicable a:

Unidad de venta de energía en la que, por razones de seguridad del sistema, su programa no puede superar un determinado valor.

Unidad de adquisición de energía correspondiente a un consumo de bombeo, almacenamiento o demanda con localización eléctrica específica, en la que por razones de seguridad del sistema su programa de adquisición de energía no puede ser inferior a un determinado valor.

Establecimiento de limitaciones de programa máximo para evitar restricciones técnicas en posteriores mercados:

En el caso de que no existan restricciones en el caso base de estudio ni en situación poscontingencia con los programas de venta de energía en el PDBF correspondientes a las unidades de producción, pero estas restricciones pudieran presentarse si las unidades de producción de la zona incrementasen su producción en posteriores mercados (mercado intradiario, servicios de balance de activación manual), por encima de un cierto valor, el OS procederá de la siguiente forma:

Determinará, por periodo de programación, cuál es el máximo valor de producción que puede admitirse en la zona, identificando si la restricción se presentaría sólo en situación poscontingencia, o bien si correspondería a una restricción en el caso base.

Si la posible restricción se presentase en el caso base, se determinará cuál es el valor máximo admisible de producción de la zona teniendo en cuenta los programas de producción previstos de todas las unidades de producción participantes en la restricción.

Si la posible restricción se presentase sólo en situación poscontingencia, se determinará cuál es el valor máximo admisible de producción de las unidades.

Una vez establecido en ambos casos el máximo incremento de producción respecto a los programas previstos, admisible por razones de seguridad del sistema, el valor de capacidad adicional disponible (el que resulte ser más limitativo de ambos), se asignará mediante la aplicación de una limitación individual de programa máximo sobre cada unidad de producción de la zona con influencia en la congestión afectada por el reparto de la capacidad de evacuación.

El OS establecerá dichas limitaciones de programa por seguridad dando prioridad a las unidades con programa factible, considerando las posibles limitaciones de programa por seguridad establecidas por el OS, y utilizando, a igualdad de criterios técnicos, el orden de mérito calculado como el coste de programación a potencia máxima disponible por unidad de energía programable para el conjunto de periodos de programación correspondientes, conforme a las ofertas de venta de energía presentadas al proceso de solución de restricciones técnicas para repartir, en su caso, la posible modificación de los programas entre las distintas unidades.

Cuando coincida el coste de programación, se dará prioridad a las instalaciones que utilicen fuentes de energía renovable y, tras ellas, a las instalaciones térmicas de cogeneración de alta eficiencia, frente al resto de instalaciones de producción, y en caso de igualdad de coste y prioridad, se repartirá la posible modificación de los programas entre las distintas unidades, ordenándolas de menor a mayor potencia máxima disponible. En esta situación, si la posible restricción se presentase sólo en situación poscontingencia, se dará prioridad sobre el orden de prioridad de despacho a las unidades de producción con sistema de reducción de carga habilitado.

La asignación de limitaciones de programa por seguridad condicionará los posteriores programas de venta de energía y/o de adquisición de energía para consumo

de bombeo, almacenamiento, demanda con localización eléctrica específica y, en su caso, de exportación a través de las interconexiones con los sistemas eléctricos vecinos, de las unidades de programación, y en su caso, de las unidades físicas, sobre las que han sido aplicadas dichas limitaciones por seguridad.

Los PM asociados a unidades de programación deberán tener en cuenta las limitaciones de programa establecidas por seguridad sobre las unidades de programación, y en su caso, sobre las unidades físicas, y asegurarse de que respetan dichas limitaciones en los mercados posteriores.

La modificación de los programas de energía respecto al PDBF, mediante la aplicación de redespachos de energía de tipo UPO (Unidad con Programa Obligado) y UPL (Unidad con Programa Limitado), para la solución de las restricciones técnicas identificadas, dará lugar a una asignación automática de limitaciones por seguridad:

1) La asignación de un programa obligado (UPO) sobre una determinada unidad de venta de energía dará lugar a la aplicación de una limitación de programa mínimo (LPMI), limitación que sólo permitirá aplicar después sobre dicha unidad redespachos de energía a subir (incrementos del programa de venta de energía).

2) La asignación de un programa obligado (UPO) sobre una unidad de adquisición de energía para consumo de bombeo, almacenamiento o demanda con localización eléctrica específica, dará lugar a la aplicación de una limitación de programa mínimo (LPMI), limitación que sólo permitirá aplicar después sobre esta unidad redespachos de energía a subir (reducciones del programa de adquisición de energía).

3) La asignación de un programa limitado (UPL) sobre una unidad de venta de energía, dará lugar a la aplicación de una limitación de programa máximo (LPMA), limitación que sólo permitirá aplicar después sobre esta unidad redespachos de energía a bajar (reducciones del programa de venta de energía).

4) La asignación de un programa limitado (UPL) sobre una unidad de adquisición de energía, dará lugar a la aplicación de una limitación de programa máximo (LPMA), limitación que sólo permitirá aplicar después sobre esta unidad redespachos de energía a bajar (incrementos del programa de adquisición de energía).

La aplicación de limitaciones de programa por seguridad que establezcan límites de programa mínimo (LPMI) o límites de programa máximo (LPMA) sobre el programa de una unidad de venta de energía o sobre el de adquisición de consumo de bombeo, almacenamiento, demanda con localización eléctrica específica o, en su caso, de exportación a través de las interconexiones con los sistemas eléctricos vecinos sin sistema coordinado de gestión de la capacidad de intercambio, sólo permitirá la aplicación de redespachos que respeten los límites de potencia máxima a bajar o a subir, respectivamente, para ellos establecidos.

Estas limitaciones de programa establecidas por razones de seguridad del sistema podrán desaparecer únicamente en aquellos casos en los que el OS elimine o ajuste la correspondiente limitación de seguridad aplicada sobre dicha unidad, al haberse visto modificada la situación del sistema generación-transporte y no presentarse ya las condiciones que imponían dicha restricción de programa.

Cuando las limitaciones por seguridad de programa mínimo (LPMI) o de programa máximo (LPMA) vayan asociadas a unidades físicas concretas y no al conjunto de la unidad de programación, las limitaciones de programa por seguridad en posteriores mercados se asociarán también a estas unidades físicas y no al conjunto de la unidad de programación.

6.1.6 Tratamiento de la solución de restricciones técnicas en la Red de Distribución.

En aquellos casos en los que, con el programa de producción previsto, el gestor de la red de distribución identifique la existencia de un problema de seguridad en la red objeto de su gestión que no pueda resolver mediante la adopción de distintas medidas en la red

bajo su gestión, podrá solicitar al OS la introducción de las limitaciones de programa que sean precisas en el PDBF para garantizar la seguridad en la red de distribución afectada.

En tal caso, el gestor de la red de distribución comunicará al OS, de acuerdo con el procedimiento de operación por el que se establece la información intercambiada por el OS, el problema identificado, el riesgo existente en la red de distribución objeto de su gestión, los días y periodos de programación afectados, las medidas a tomar, y las limitaciones requeridas en las unidades de producción, indicando explícitamente las unidades de programación y/o las unidades físicas a las que aplican dichas limitaciones.

Cuando el gestor de la red de distribución identifique la existencia de restricciones en la red objeto de su gestión como consecuencia de la programación de un descargo en la red de transporte o en la red de distribución, dicho gestor deberá comunicar este hecho al OS con la mayor antelación posible, al objeto de que dicha información pueda formar parte de la comunicación de indisponibilidades de red con influencia en el programa de producción que el OS comunica cada día con anterioridad al mercado diario, de acuerdo con lo dispuesto en el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información relativos al proceso de programación.

En aquellos casos en los que lo anterior no sea posible, por retrasos no deseados en la comunicación de dicha información, u otras causas no previstas, o bien cuando la restricción técnica esté directamente asociada al propio plan de producción previsto en el PDBF, el gestor de la red de distribución deberá comunicar al OS la existencia de dicha restricción técnica con una antelación no inferior a una hora con respecto a la hora límite establecida para la publicación del PDVP del día en el que se realiza la programación y, en cualquier caso, con anterioridad a la publicación por el OS de los redespachos de energía y las limitaciones necesarias por razones de seguridad para la solución de las restricciones técnicas identificadas en el PDBF, al objeto de que estas modificaciones adicionales del programa PDBF puedan ser también tenidas en cuenta en el proceso de reequilibrio generación-demanda.

De acuerdo con esta información, el OS introducirá las limitaciones requeridas en el PDBF considerando, en su caso, la predisposición de los sistemas de reducción de carga, e informará de forma fehaciente al gestor de la red de distribución de la introducción de los redespachos, de las limitaciones de programa aplicadas debido a la seguridad de la red de distribución, y de otras medidas que el OS pudiera adoptar.

Para estos redespachos y limitaciones de seguridad aplicados sobre el programa PDBF por razones de seguridad de la red de distribución, el OS utilizará, preferentemente, códigos específicos al objeto de poder establecer con precisión, tanto su volumen, como los costes asociados a los mismos.

6.1.7 Tratamiento de las modificaciones de programa solicitadas por los sistemas eléctricos vecinos.

Los gestores de la red de transporte de sistemas eléctricos vecinos interconectados con el sistema eléctrico español podrán solicitar al OS la introducción de las modificaciones que sean precisas en el PDBF para garantizar la seguridad en su red.

En tal caso, el gestor de la red de transporte del sistema eléctrico vecino se dirigirá por escrito –mediante fax o correo electrónico– al OS, informándole del riesgo existente en la red de transporte objeto de su gestión, y detallando, además, los días y periodos de programación afectados, las medidas a tomar, y las modificaciones requeridas en los programas de producción, en el caso de que así sean necesarias. En esta comunicación el gestor de la red de transporte del sistema eléctrico vecino deberá justificar detalladamente dichos requerimientos, el riesgo existente en su red y la imposibilidad de adoptar otras medidas alternativas (medidas topológicas o modificación de programas en unidades de su sistema eléctrico, entre otras) que pudieran evitar, o al menos reducir, la introducción de las modificaciones de programa solicitadas.

Dicha información deberá ser comunicada por el gestor de la red de transporte del sistema eléctrico vecino al OS con la mayor antelación posible y, en cualquier caso, con anterioridad a la publicación por el OS de los redespachos de energía y las limitaciones

necesarias por razones de seguridad para la solución de las restricciones técnicas identificadas en el PDBF, al objeto de que estas modificaciones adicionales del programa PDBF puedan ser también tenidas en cuenta en el proceso de reequilibrio generación-demanda.

De acuerdo con esta información, el OS introducirá las modificaciones requeridas en el PDBF e informará de forma fehaciente al gestor de la red de transporte del sistema eléctrico vecino de la introducción de estos redespachos y de las modificaciones de programa asociadas, así como de las limitaciones de programa aplicadas debido a la seguridad de su red de transporte.

Para estos redespachos y limitaciones de seguridad aplicados sobre el programa PDBF a solicitud del sistema eléctrico vecino, el OS utilizará, preferentemente, códigos específicos al objeto de poder establecer con precisión, tanto su volumen, como los costes asociados a los mismos que serán sufragados por el sistema eléctrico vecino que haya realizado la correspondiente solicitud.

6.2 Fase 2: Reequilibrio generación-demanda.

Una vez resueltas las restricciones técnicas identificadas en el PDBF el OS procederá a realizar las modificaciones de programa necesarias para obtener un programa equilibrado en generación y demanda, respetando las limitaciones establecidas, por razones de seguridad del sistema, en la primera fase del proceso de solución de restricciones técnicas, y los valores previstos y publicados de la capacidad de intercambio en las interconexiones internacionales.

6.2.1 Medios para el reequilibrio generación-demanda:

Para restituir el equilibrio generación-demanda, el OS procederá a la asignación de las ofertas presentadas y aceptadas para el proceso de solución de restricciones técnicas para el incremento o la reducción de la energía programada en el PDBF por los PM asociados a los siguientes tipos de unidades, sin tener en consideración los térmicos específicos de la oferta de restricciones técnicas:

a) Unidades de venta de energía asociadas a instalaciones de producción y de generación asociada a autoconsumo, y unidades de adquisición de energía para consumo de bombeo, almacenamiento y demanda con localización eléctrica específica, que cumplan al menos una de las siguientes condiciones:

1. Haber superado las pruebas de habilitación para la participación en los servicios de balance de regulación terciaria y de provisión de energía procedente de reservas de sustitución.

2. Estar habilitada para participar en la fase 2 del proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF en una fecha anterior a la de entrada en vigor de las Condiciones aplicables a los servicios de no frecuencia y otros servicios para la operación del sistema eléctrico peninsular español aprobadas mediante resolución de la CNMC.

b) Unidades de venta correspondientes a importaciones de energía a través de las interconexiones con los sistemas eléctricos vecinos sin sistema coordinado de gestión de la capacidad de intercambio.

Los bloques de ofertas que se asignarán serán, en su caso, los siguientes a los ya utilizados en el proceso de solución de restricciones por criterios de seguridad.

6.2.2 Selección y aplicación de los medios para el reequilibrio generación-demanda:

El OS determinará las modificaciones que deban realizarse sobre el PDBF, tras la inclusión de las modificaciones establecidas en la primera fase del proceso de solución

de restricciones técnicas para obtener un programa equilibrado en generación y demanda en todos y cada uno de los periodos de programación, con el criterio de que estas modificaciones tengan el menor impacto económico posible, y respetando en todos los casos las limitaciones de programa por seguridad establecidas en la primera fase del proceso y la capacidad de intercambio en las interconexiones internacionales.

En caso de ser necesario resolver en esta fase un exceso de generación creado en la primera fase, el OS determinará las unidades que verán modificado su programa conforme a la aplicación de los siguientes criterios:

Asignación de modificaciones de programa, en primer lugar, a aquellas unidades que, estando obligadas a la presentación de ofertas de energía a bajar para el proceso de solución de restricciones técnicas, no hayan atendido dicha obligación.

En caso de que la modificación, compatible con el cumplimiento de los criterios de seguridad, de los programas de este conjunto de unidades que no han atendido al requerimiento de presentar sus ofertas al OS, exceda las necesidades de energía a bajar para el reequilibrio generación-demanda, se procederá a distribuir las modificaciones de programa entre las mismas mediante un reparto a prorrata entre todas ellas.

Cuando tras la modificación de todos y cada uno de los programas de las unidades que no han atendido al requerimiento de presentar sus ofertas al OS, persista aún un cierto desequilibrio generación-demanda, el OS procederá a la asignación de las ofertas de compra de energía para la reducción del programa PDBF presentadas al proceso de solución de restricciones técnicas, ofertas que serán asignadas según precios de oferta decrecientes y teniendo en cuenta el punto de funcionamiento de la unidad.

En caso de ser necesario resolver en esta fase un déficit de generación resultante de la modificación de programas en la primera fase, el OS determinará las unidades que verán modificado su programa conforme a la aplicación de los siguientes criterios:

Asignación de modificaciones de programa, en primer lugar, a aquellas unidades que, estando obligadas a la presentación de ofertas de energía a subir para la solución de las restricciones técnicas, no hayan presentado sin embargo estas ofertas.

En caso de que la modificación, compatible con el cumplimiento de los criterios de seguridad, de los programas de este conjunto de unidades que no han atendido al requerimiento de presentar sus ofertas al OS, exceda las necesidades de energía a subir para el reequilibrio generación-demanda, se procederá a distribuir las modificaciones de programa entre las mismas mediante un reparto a prorrata entre todas ellas.

Cuando tras la modificación de todos y cada uno de los programas de las unidades que no han atendido al requerimiento de presentar sus ofertas al OS, persista aún un cierto desequilibrio generación-demanda, el OS procederá a la asignación de las ofertas de venta de energía (incremento del programa de las unidades de venta y/o reducción del programa de las unidades de adquisición correspondientes a consumo de bombeo, almacenamiento y demanda con localización eléctrica específica) presentadas al proceso de solución de restricciones técnicas, ofertas que serán asignadas según precios de oferta crecientes.

En ambos casos, si al final de la asignación existiera coincidencia de precios en más de una oferta, no pudiendo ser asignado completo dicho conjunto de ofertas del mismo precio, la asignación se efectuará mediante un reparto a prorrata entre dicho conjunto de ofertas del mismo precio, dando prioridad en este proceso a que no se reduzca (caso de resolver un exceso de generación) o se incremente (caso de resolver un déficit de generación), la producción de las instalaciones que utilicen fuentes de energía renovable y, tras ellas, a las instalaciones térmicas de cogeneración de alta eficiencia.

En este reparto a prorrata se respetarán únicamente los mínimos técnicos de aquellas unidades sobre las que se hayan aplicado, por razones de seguridad del sistema, limitaciones de programa mínimo (LPMI).

Una vez obtenido un programa equilibrado generación-demanda, el OS procederá a la publicación del Programa Diario Viable Provisional (PDVP), conforme a los horarios

fijados en el procedimiento de operación por el que se establece la programación de la generación.

6.3 Indisponibilidades de unidades de generación y de adquisición con influencia en la seguridad, comunicadas después de publicado el PDBF.

En el caso de una indisponibilidad parcial o total para el día objeto de programación de una unidad de generación o de adquisición, programada o limitada para la solución de restricciones técnicas del PDBF, si la comunicación de dicha indisponibilidad se realiza con una antelación no inferior a una hora con respecto a la hora límite establecida para la publicación del PDVP en el que se efectúa dicha programación, el OS tratará de reajustar el programa previsto para la solución de las restricciones técnicas del PDBF, de acuerdo con la última información disponible en relación con las indisponibilidades comunicadas.

Si la comunicación de la indisponibilidad se recibe con posterioridad a la hora límite indicada en el párrafo inmediatamente anterior, o bien, si aun siendo conocida antes de dicha hora, la indisponibilidad comunicada afecta a la solución de las restricciones técnicas del PDBF en una medida tal que la consideración de la misma podría retrasar la publicación del PDVP, y afectar a los mercados posteriores, el OS procederá a publicar el PDVP sin considerar dicha indisponibilidad de generación o de adquisición, abordándose la solución de la restricción técnica asociada a la existencia de esta indisponibilidad, una vez ya publicado el PDVP.

Para establecer la solución de las restricciones técnicas, el OS tendrá en cuenta tanto las indisponibilidades que le han sido comunicadas por los respectivos PM asociados a unidades de programación a través de los registros de indisponibilidad, como aquella otra información que le haya sido transmitida por los PM asociados a dichas unidades de programación, a través de otros posibles medios de comunicación provistos de sistemas de registro.

Una vez declarada la indisponibilidad de una unidad de generación o de adquisición, y habiendo sido tenida en cuenta dicha indisponibilidad en el proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF, no habiéndose aplicado así sobre dicha unidad redespachos ni limitaciones de programa por seguridad, el PM asociado a la unidad podrá acudir al mercado intradiario para recomprar o vender el programa de energía previsto en el PDBF y que no puede producir o consumir, al objeto de evitar incurrir en un desvío frente a su programa PDBF.

En el caso de que para evitar importantes retrasos en la publicación del PDVP, el OS haya mantenido aplicadas limitaciones por seguridad, y en su caso redespachos de energía sobre una unidad de generación o de adquisición para la que el PM asociado ha comunicado una indisponibilidad para el día siguiente, el OS inmediatamente después de publicado el PDVP procederá a introducir las anotaciones de desvío por indisponibilidad sobre el programa de dicha unidad, de acuerdo con los registros de indisponibilidad enviados por el PM asociado, manteniéndose sin modificación las limitaciones por seguridad aplicadas sobre dicha unidad.

En el caso de un adelanto de la disponibilidad de la unidad sobre el horario inicialmente previsto, el OS procederá a la eliminación de las anotaciones de desvío por la indisponibilidad declarada, manteniendo la unidad el programa PDVP establecido para la solución de las restricciones técnicas del PDBF, y las limitaciones por seguridad asociadas a dicha programación.

En el caso de que este adelanto de la disponibilidad de la unidad sobre el horario inicialmente previsto se produzca después de que la unidad de generación o de adquisición haya reducido el programa afectado por la indisponibilidad mediante su participación en el mercado intradiario, dicha unidad de producción únicamente podrá participar en la programación mediante la presentación de ofertas en el mercado intradiario o, en su caso, en la asignación de energías de balance de activación manual.

6.4 Información al OM y a los PM.

Como resultado del proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF, el OS pondrá a disposición del OM y de los PM, de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información, las siguientes informaciones:

- Información que el OS pondrá a disposición del OM:

Las limitaciones por seguridad aplicadas sobre los programas de las unidades de venta y de adquisición de energía para evitar que en procesos y mercados posteriores se generen nuevas restricciones técnicas.

El Programa Diario Viable Provisional (PDVP).

- Información que el OS pondrá a disposición de los PM:

La información antes indicada puesta a disposición del OM.

Los redespachos de energía aplicados sobre las unidades afectas a contratos bilaterales internacionales incluidos en el PDBF, resultantes de la subasta de capacidad de intercambio para la solución de las congestiones identificadas, en su caso, en aquellas interconexiones internacionales en las que no está implantado un sistema coordinado de gestión de capacidad.

Los precios marginales por periodo de programación resultantes de las subastas de capacidad de intercambio entre contratos bilaterales internacionales con entrega física, aplicadas en aquellas interconexiones internacionales en las que no está implantado un sistema coordinado de gestión de capacidad.

Los redespachos de energía aplicados sobre transacciones de mercado correspondientes a importaciones y/o exportaciones de energía con los sistemas eléctricos vecinos, para la solución de las congestiones en las interconexiones internacionales identificadas en el PDBF en aquellas interconexiones internacionales en las que no están implantados sistemas coordinados de asignación de capacidad.

Los redespachos aplicados sobre los programas de las unidades de venta y de adquisición de energía para resolver las restricciones técnicas identificadas en el PDBF, asociados tanto a transacciones de mercado como afectos a contratos bilaterales.

Los redespachos aplicados sobre las unidades de venta y de adquisición de energía para el reequilibrio generación-demanda, asociados tanto a transacciones de mercado como afectos a contratos bilaterales.

El modo de funcionamiento asignado a los grupos de ciclo combinado multieje.

El OS pondrá también a disposición del OM y/o de los PM cualquier actualización de los ficheros anteriormente puestos a su disposición en el proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF que haya sido precisa.

6.5 Solución parcial de las restricciones técnicas del programa diario base de funcionamiento.

El OS realizará sus mejores esfuerzos para resolver las restricciones técnicas del PDBF, cumpliendo en todo caso con la hora de publicación del PDVP de las 14:45 horas, para no afectar a la realización de la subasta intradiaria, siempre que el PDBF esté ya publicado.

Las modificaciones de programa y las limitaciones por seguridad que sean necesarias para la solución de las restricciones técnicas identificadas en el PDBF y que no hayan sido incorporadas en la publicación del PDVP, se establecerán en el proceso de solución de restricciones técnicas en tiempo real, conforme a lo establecido en este procedimiento de operación.

6.6 Solución de anomalías y reclamaciones relativas al proceso de solución de las restricciones técnicas del PDBF.

La posible identificación de anomalías y/o presentación de reclamaciones al proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF, podría dar lugar a la repetición de este proceso en caso de que la solución de la anomalía así lo haga necesario, siempre que ello sea posible, con el debido respeto de los plazos de tiempo máximos admisibles establecidos y publicados por el OS, para garantizar que no se vean negativamente afectados los posteriores procesos de programación de la generación.

Una vez publicado el PDVP o cualquiera de los soportes de información asociados a la solución de las restricciones técnicas del PDBF, los PM asociados a unidades de programación podrán presentar reclamaciones a este proceso, dentro del plazo de tiempo fijado en el procedimiento de operación por el que se establece el proceso de programación, y conforme a lo establecido en dicho procedimiento de operación.

7. Solución de restricciones técnicas en tiempo real.

7.1 Limitaciones y modificaciones de programa por criterios de seguridad.

El OS analizará de forma permanente el estado de seguridad real y previsto del sistema a lo largo de todo el horizonte de programación y detectará las restricciones técnicas que pudieran existir en cada período de programación.

La solución de las restricciones abarcará todo el horizonte de programación, aunque sólo se incorporarán los redespachos de energía en aquellos periodos de programación en los que ya no se puedan realizar modificaciones de programa mediante la participación en el mercado intradiario. Para el resto del periodo se establecerán las limitaciones necesarias por razones de seguridad: limitaciones individuales aplicables a unidades de programación de venta o de adquisición de energía, o bien, a unidades físicas integradas en una unidad de programación.

Para el establecimiento y la actualización en tiempo real de las limitaciones por seguridad necesarias para la solución de las restricciones técnicas, y en su caso, la incorporación de las correspondientes modificaciones de programa, se tendrán en cuenta lo indicado en los apartados 6.1.2, 6.1.4 y 6.1.5 del presente procedimiento, salvo que en este apartado se indique un criterio distinto.

Los redespachos de energía correspondientes a la solución de restricciones técnicas en tiempo real que no hayan sido efectivamente ejecutados no serán considerados firmes, es decir, se podrán dejar sin efecto las asignaciones previas aún no ejecutadas cuando desaparezcan las condiciones que dieron lugar a dicha restricción técnica.

Para la solución de una restricción técnica en tiempo real que exija la modificación de los programas de energía de una o varias unidades, el OS adoptará la solución que represente el mínimo coste definido como el valor absoluto de la diferencia entre el volumen económico asociado a los redespachos de energía correspondientes a la solución de restricciones técnicas y el resultante de la valoración de esos mismos redespachos de energía al correspondiente precio marginal resultante del mercado diario. A igualdad de coste, se dará prioridad a las instalaciones que utilicen fuentes de energía renovable y, tras ellas, a las instalaciones térmicas de cogeneración de alta eficiencia, frente al resto de unidades de producción, y a igualdad de coste y prioridad, se aplicará la regla de prorrata.

El OS establecerá las limitaciones por seguridad y, en su caso, las modificaciones de programa que sean necesarias para resolver las restricciones, utilizando siempre las ofertas de restricciones técnicas que estén disponibles en el momento de establecer las limitaciones.

El OS podrá emitir consignas de máxima producción a las unidades de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos con obligación de estar adscritas a un centro de control de generación y demanda, así como a las instalaciones híbridas renovables y las instalaciones híbridas renovables con

almacenamiento, por medio de sus respectivos centros de control de generación y demanda. Las unidades de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos que no tengan obligación de adscripción a centro de control de generación y demanda podrán, voluntariamente, solicitar al OS la recepción de consignas de máxima producción a través del centro de control por medio del cual intercambian su información en tiempo real con el OS.

Incremento de energía para la solución de restricciones técnicas.

El OS procederá a la aplicación de limitaciones por seguridad y, en su caso, al incremento de los programas conforme a lo establecido en el apartado 6.1.3.

Para la determinación del precio de los redespachos de energía, incluyendo en su caso, los posibles costes de arranque de los grupos térmicos y de los cambios de modo de funcionamiento de un ciclo combinado multieje que puedan requerir el arranque de una o más turbinas de gas adicionales, se considerará para las distintas unidades de producción, el programa que haya sido establecido para ellas en el último PHFC publicado con anterioridad al momento de establecer las limitaciones por seguridad.

Reducción de energía para la solución de restricciones técnicas.

En el caso de que existan unidades de producción cuya generación sea superior a su programa y ese desvío provoque una restricción técnica, se establecerán en primer lugar, limitaciones de programa máximo de valor igual al programa de las unidades de programación o unidades físicas correspondientes.

Cuando la medida anterior no sea suficiente para resolver las restricciones técnicas identificadas, el OS procederá a la aplicación de limitaciones por seguridad y, en su caso, a la reducción de los programas conforme al orden establecido en el apartado 6.1.3.

La predisposición de los sistemas de reducción de carga considerados conforme a lo establecido en el apartado 6.1.3 se realizará durante la operación en tiempo real en función del orden inverso de prioridad de despacho (comenzando con las unidades de tipo renovable no gestionable) y, teniendo en cuenta en su caso el turno rotatorio establecido.

En caso de actuación del sistema de reducción de carga, el OS procederá a establecer las limitaciones de programa que sean necesarias hasta el momento en que desaparezca la restricción y, en consecuencia, a generar los redespachos de energía necesarios sobre el programa de la unidad de programación afectada. Los redespachos realizados sobre una unidad de programación sin oferta presentada serán realizados en aplicación del mecanismo excepcional de resolución según lo establecido en el anexo I de este documento. En el caso de grupos térmicos, la limitación o en su caso, la anulación del programa de la unidad se mantendrá, si fuera necesario, después de que desaparezca la restricción, hasta el inicio del horizonte de aplicación del mercado intradiario con el fin de permitir que la unidad pueda recuperar su programa o al menos, gestionar la modificación del mismo en el mercado intradiario.

Solución de restricciones técnicas en tiempo real por insuficiente reserva de potencia a subir en el sistema.

En aquellos casos en los que se identifique la existencia de una insuficiente reserva de potencia a subir en tiempo real, el OS procederá según lo indicado en el apartado 6.1.3.

Cuando las medidas anteriores no sean suficientes para garantizar un margen adecuado de reserva de potencia a subir, el OS procederá a programar el arranque de grupos térmicos adicionales teniendo en cuenta para ello la reserva de potencia a subir que cada uno de los grupos térmicos disponibles y no acoplados, aportaría en su caso al sistema, teniendo en cuenta su capacidad máxima de potencia activa, el tiempo de preaviso desde orden de arranque hasta mínimo técnico, en frío o en caliente o, en su caso, el tiempo de preaviso para el arranque de una turbina de gas adicional, según corresponda, así como el coste asociado a la programación del arranque de cada uno de ellos y el coste para cada hora cuando se requiera la programación de una turbina de gas adicional de un ciclo combinado multieje, con el objeto de asegurar así la reserva adicional de potencia a subir requerida con el mínimo coste asociado.

Cuando se programe el arranque de un grupo térmico, el tiempo efectivo desde arranque en frío o en caliente hasta mínimo técnico, así como el arranque de una turbina de gas adicional en ciclos combinado multieje, según sea el caso, no podrá ser superior al tiempo de preaviso declarado al OS en la oferta de restricciones técnicas.

En este proceso de arranque de grupos térmicos adicionales, el OS tendrá en cuenta los posibles modos de funcionamiento de los ciclos combinados multieje.

El coste de programación de un grupo térmico por insuficiencia de la reserva de potencia a subir disponible será calculado como el cociente entre el coste de programación del grupo a mínimo técnico en todos los periodos de programación con insuficiente reserva de potencia a subir y, la potencia máxima disponible del grupo por el número de periodos de programación en los que se requiere la programación de grupos térmicos adicionales. En caso de que como resultado de dicho cálculo haya varios grupos con un mismo coste, se programarán los grupos de menor a mayor coste de programación a mínimo técnico.

La reserva de potencia aportada por cada grupo térmico se determinará conforme a la potencia activa máxima disponible en la unidad, valor éste que en el extremo será igual a la potencia activa neta registrada para dicha unidad de producción. Para el caso de grupos térmicos híbridos, el valor de la de la potencia máxima disponible del grupo será igual a la diferencia entre la potencia máxima para la operación de la unidad de programación y la suma de los desgloses comunicados por el resto de las unidades físicas no térmicas de la unidad de programación.

Para esta programación del arranque de grupos térmicos adicionales por razón de insuficiencia de la reserva de potencia a subir disponible, se utilizará un código de redespacho específico al objeto de poder contabilizar de forma individualizada, tanto el volumen de estos redespachos debidos a una reserva insuficiente de potencia a subir en el sistema, como el coste asociado a la aplicación de los mismos.

Solución de restricciones técnicas en tiempo real por insuficiente reserva de potencia a bajar en el sistema.

Cuando durante la operación en tiempo real se identifique la existencia de una insuficiente reserva de potencia a bajar al no disponerse de oferta de regulación terciaria a bajar, el OS procederá a reducir el programa de producción de unidades de venta de energía o a incrementar el programa de las unidades de adquisición de energía, conforme a los criterios establecidos en los apartados anteriores. En el caso de que sea necesario programar la parada de grupos térmicos, el OS tendrá en cuenta las limitaciones de programa mínimo establecidas por seguridad sobre los grupos y los tiempos de preaviso de cada grupo, así como el orden de prioridad indicado en el apartado 6.1.3. A igualdad de criterios técnicos y de orden de prioridad, el OS establecerá un sistema de turnos rotatorios para programar esta parada de grupos térmicos por reserva de potencia a bajar insuficiente.

7.2 Tratamiento de la solución de restricciones técnicas en la Red de Distribución.

En los casos en los que el gestor de la red de distribución identifique en tiempo real la existencia de restricciones en la red objeto de su gestión, para cuya solución sea necesario limitar los programas de producción previstos, una vez ya adoptadas por el gestor de la red de distribución todas las medidas a su alcance en la red objeto de su gestión, deberá comunicar al OS, a la mayor brevedad posible, la información señalada en el apartado 6.1.6 de este procedimiento de operación. El OS procederá a establecer las limitaciones por seguridad que sean necesarias, considerando, en su caso, la predisposición de los sistemas de reducción de carga, y a modificar los programas en el caso de que estas limitaciones correspondan a periodos de programación que ya no puedan ser gestionados en el mercado intradiario conforme a lo establecido en este procedimiento de operación.

7.3 Tratamiento de las reducciones/anulaciones de la capacidad de evacuación por indisponibilidades sobrevenidas de elementos de la Red de Transporte o de la Red de Distribución.

En el caso de que por avería o por una indisponibilidad fortuita se vea reducida o impedida la capacidad de evacuación de una unidad que participe en el proceso de solución de restricciones técnicas, estando disponible y funcionando en tiempo real, el OS procederá a resolver la congestión identificada en tiempo real mediante la aplicación de un redespacho de energía sobre el programa previsto para la unidad, de tal forma que esta reducción o anulación de la capacidad de evacuación no implique un desvío de la producción real de la unidad respecto al programa previsto para la misma.

Este redespacho se aplicará desde aquel momento en que se ve afectada la capacidad de evacuación hasta el instante en el que esta capacidad está ya parcial o totalmente restablecida, procediendo en el primer caso el OS a adaptar el programa de la unidad de forma que se ajuste a la capacidad real de evacuación disponible.

En el caso de grupos térmicos, la limitación o en su caso, la anulación del programa de la unidad se mantendrá, si fuera necesario, después de restablecida la capacidad de evacuación, hasta el inicio del horizonte de aplicación del mercado intradiario, con el fin de permitir que la unidad pueda recuperar su programa o al menos, gestionar la modificación del mismo en el mercado intradiario.

En el caso de que la indisponibilidad fortuita que impide la capacidad de evacuación de una unidad de producción se produzca en la Red de Distribución, el gestor de la red de distribución deberá comunicar al OS las unidades de programación y/o las unidades físicas de las unidades de programación afectadas por dicha indisponibilidad junto con el comienzo y la previsión de finalización de la anulación de la capacidad de evacuación.

7.4 Tratamiento de las modificaciones de programa solicitadas por los sistemas eléctricos vecinos.

Cuando el gestor de la red de transporte de un sistema eléctrico interconectado con el sistema eléctrico peninsular español identifique en tiempo real la existencia de restricciones en la red objeto de su gestión, para cuya solución requiera modificar los programas de producción previstos en el sistema eléctrico español, una vez ya adoptadas por el sistema eléctrico vecino todas las medidas a su alcance, deberá comunicar al OS, a la mayor brevedad posible, la información señalada en el apartado 6.1.9 de este procedimiento. El OS procederá conforme a lo establecido en dicho apartado de este procedimiento de operación.

7.5 Solución de restricciones mediante actuación sobre la demanda.

Cuando durante la operación en tiempo real no sea posible resolver una restricción técnica cuya solución requiera una modificación de programa de las unidades de producción o de demanda, por haberse agotado estos recursos o requerir su ejecución un tiempo excesivo, el OS deberá resolver la restricción, o al menos aliviarla, mediante la adopción de medidas aplicadas sobre la demanda, conforme al siguiente orden:

- 1) Reducción/anulación de las capacidades de exportación a otros sistemas externos sin mecanismo coordinado de gestión de la capacidad de intercambio y, en caso de ser necesario, a sistemas externos con mecanismo coordinado de gestión de la capacidad de intercambio.
- 2) Aplicación de interrumpibilidad de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establece el servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad.

Dentro de cada categoría se aplicarán, siempre que sea posible, criterios de mercado, condicionados previamente a la compatibilidad de los tiempos requeridos para la aplicación de cada una de estas medidas.

Aplicación de la reducción/anulación de las capacidades de exportación.

Se comunicará al operador del sistema vecino afectado las razones de la modificación de la capacidad de intercambio, acordándose entre ambos operadores el nuevo valor de la capacidad de exportación, así como la hora y minuto de establecimiento del nuevo programa de intercambio en el ajuste del regulador del sistema frecuencia-potencia que regula los intercambios de energía eléctrica en dicha interconexión y, en su caso, los nuevos programas de intercambio autorizados en los dos sentidos de flujo.

Se procederá a la publicación de la nueva capacidad de intercambio, adecuándola a la realidad física del sistema eléctrico, y se facilitará información sobre las razones de la modificación.

La reducción de la capacidad de exportación dará lugar a:

Acción Coordinada de Balance en aquellas interconexiones con mecanismo coordinado de gestión, salvo en caso de fuerza mayor, para garantizar los programas de exportación previstos.

Reducción de los programas de intercambio previstos, mediante prorrata, en caso de interconexiones sin mecanismo coordinado o en caso de fuerza mayor.

7.6 Reequilibrio generación-demanda posterior a la solución de las restricciones técnicas en tiempo real.

En el proceso de solución de restricciones técnicas en tiempo real, tras la modificación de programas por criterios de seguridad, no se establece un proceso sistemático posterior de reequilibrio generación-demanda. Los posibles desequilibrios generación-demanda provocados por la solución en tiempo real de las restricciones técnicas identificadas se resolverán, junto con el resto de desvíos comunicados por los PM asociados a unidades de programación, los desvíos entre la demanda real y la prevista por el OS, y los desvíos, en su caso, entre la producción eólica y solar real y la prevista, mediante la utilización de energía de regulación secundaria y/o terciaria, o a través de la asignación de energías de balance de tipo RR.

8. Liquidación del proceso de solución de restricciones técnicas.

En este apartado se describen con carácter general los principales aspectos del proceso de solución de restricciones técnicas que tienen incidencia directa en la liquidación de este servicio de ajuste del sistema.

El cálculo de los derechos de cobro y de las obligaciones de pago derivados del proceso de solución de restricciones está definido en el procedimiento de operación por el que se establecen los derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema.

8.1 Liquidación de la provisión del servicio de solución de restricciones técnicas.

La liquidación de la provisión del servicio de solución de restricciones técnicas se establece con arreglo a la energía redespachada y los precios incorporados en estos redespachos y, cuando proceda, a los cambios en el modo de funcionamiento de los ciclos combinados multiteje, aplicados en el proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF y en tiempo real, y, en su caso, con arreglo a las limitaciones de programa y, cuando así sea aplicable, conforme a las medidas de energía.

8.1.1 Liquidación de los programas de energía.

Los redespachos y precios incorporados en los mismos aplicables a cada una de las unidades de venta y de adquisición que han modificado su programa como consecuencia de los procesos de solución de restricciones técnicas del PDBF y en tiempo real, están especificados en el anexo de este procedimiento.

8.1.2 Liquidación conforme a las medidas de energía.

La liquidación con medidas será aplicable únicamente a:

- Unidades de venta de energía o de adquisición de energía para las que, por razones de seguridad del sistema, se haya programado su arranque, o un aumento de su programa de venta o una reducción de su programa de consumo respecto al PDBF para la solución de las restricciones técnicas identificadas en este programa (Fase 1), o para la solución de las restricciones técnicas identificadas en tiempo real.
- Unidades de venta de energía para las que, por razones de seguridad del sistema, se haya programado una reducción de su programa de venta para la solución de las restricciones técnicas identificadas en el PDBF (Fase 1) o en tiempo real.
- Unidades de venta de energía correspondientes a ciclos combinados multieje para los que, por razones de seguridad del sistema, se haya requerido el arranque o la programación de turbinas de gas adicionales, conforme a las medidas de las unidades físicas que lo componen.
- Unidades de adquisición de energía sobre las que se repercuten los costes derivados del proceso de solución de restricciones técnicas.

Mientras no se disponga de medidas de energía cuarto-horarias procedentes de los contadores de energía para la liquidación, en los casos de aumento del programa de venta o reducción del programa de consumo de una unidad de programación en el proceso de solución de las restricciones técnicas identificadas en tiempo real, la telemida integrada de potencia activa en tiempo real podrá ser utilizada para la liquidación del cumplimiento efectivo del servicio, conforme a lo establecido en el procedimiento de operación por el que se establecen los derechos de cobro y las obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema.

La verificación de la realización efectiva de los arranques programados y su tipo específico (en frío o en caliente) se llevará a cabo siempre de acuerdo con las medidas de energía.

El participante en el mercado podrá comunicar al operador del sistema el desacuerdo con el valor de integral de telemida de potencia publicado mediante la comunicación de una incidencia sobre la integral de telemida cuarto-horaria del punto afectado como si de una incidencia de medida de energía horaria se tratara, según el procedimiento de operación por el que se establece el cálculo del mejor valor de energía en los puntos frontera y cierres de energía del sistema de información de medidas eléctricas.

8.2 Distribución de los sobrecostes derivados del proceso de solución de restricciones técnicas.

Los sobrecostes del proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF y en tiempo real serán calculados y repercutidos de acuerdo con los criterios especificados en el procedimiento de operación por el que se establecen los derechos de cobro y las obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema.

9. Mecanismo excepcional de resolución.

En el caso de que, ante situaciones de emergencia o por razones de urgencia, bien por ausencia de ofertas por causa de fuerza mayor o por otra circunstancia de índole no prevista o controlable, no sea posible resolver las restricciones mediante los mecanismos previstos en este procedimiento, el OS podrá adoptar las decisiones de programación que considere más oportunas, justificando sus actuaciones a posteriori ante los PM afectados y la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, sin perjuicio de la liquidación económica de las mismas que sea de aplicación en cada caso.

ANEXO I

Redespachos y precios aplicables a la prestación del servicio de solución de restricciones técnicas

1. Redespachos programados.

1.1 Proceso de solución de restricciones técnicas del Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF).

1.1.1 Primera fase (Fase 1): Modificaciones del PDBF por criterios de seguridad.

a) Unidades de venta que incrementan la energía programada en el PDBF para la solución de las restricciones técnicas (Unidad con Programa Obligado-UPO).

Los redespachos de energía de tipo UPOPVPV programados en el PDVP sobre unidades de venta de energía para la solución de restricciones técnicas del PDBF incorporarán el precio de cada uno de los bloques de energía de la oferta utilizados total o parcialmente para el establecimiento de dicho redespacho, teniéndose en cuenta, en su caso, los términos específicos de coste de arranque y de coste para cada hora incorporados en la oferta de restricciones técnicas, sobre el conjunto de periodos consecutivos con energía programada por criterios de seguridad.

Programación sin existencia de oferta para este proceso, o insuficiencia de la oferta existente (UPOPVPMER): En los casos en los que el OS tenga que programar la entrada en funcionamiento o un incremento del programa de una unidad de venta de energía para la solución de restricciones técnicas del PDBF, mediante un redespacho de energía de tipo UPOPVPMER, no viéndose afectada la unidad por una indisponibilidad que impida la realización del programa asignado por seguridad, y no existiendo ofertas presentadas para dicha unidad para el proceso de solución de restricciones técnicas, los redespachos de energía programados en cada periodo de programación incorporarán un precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de mayoración KMAY, de valor igual a 1,15, sobre el correspondiente precio marginal resultante del mercado diario, si dicho precio es mayor o igual a 0, y si dicho precio es menor que 0, ese mismo coeficiente se aplicará sobre el valor medio aritmético del precio resultante del mercado diario en el mes inmediato anterior en el periodo de programación correspondiente.

b) Unidades de adquisición y, en su caso, exportaciones a sistemas externos que reducen la energía programada en el PDBF para la solución de las restricciones técnicas (Unidad con Programa Obligado-UPO).

Los redespachos de energía de tipo UPO programados en el PDVP, respectivamente, sobre unidades de adquisición de energía o, en su caso, exportaciones, para la solución de restricciones técnicas, serán considerados equivalentes a anulaciones del correspondiente programa. Así, en función del tipo de transacción sobre el que vayan aplicados, darán lugar a las siguientes modificaciones de programa:

Transacción del mercado diario (redespacho UPOPVPA o UPOPVPE):

Reducción del programa de adquisición de la unidad en igual magnitud que el redespacho aplicado, incorporando éste un precio igual al correspondiente precio marginal resultante del mercado diario.

Transacción asociada a la ejecución de un contrato bilateral con entrega física (redespacho UPOPVPCBA o UPOPVPCBE):

Reducción del programa de energía de la unidad de adquisición asociada a la ejecución de un contrato bilateral, en igual magnitud que el redespacho aplicado,

incorporando éste un precio igual al correspondiente precio marginal resultante del mercado diario.

c) Unidades de venta que reducen la energía programada en el PDBF para la solución de las restricciones técnicas (Unidad con Programa Limitado).

Los redespachos de energía de tipo UPL programados en el PDVP sobre unidades de venta de energía para la solución de restricciones técnicas, serán considerados equivalentes a anulaciones del correspondiente programa. Así, en función del tipo de transacción sobre el que vayan aplicados, incorporarán los siguientes precios:

– Transacción del mercado diario (redespacho UPLVPV):

Reducción del programa de energía de la unidad de venta en la misma magnitud del redespacho aplicado, incorporando este redespacho de reducción de programa un precio igual al correspondiente precio marginal resultante del mercado diario.

– Transacción asociada a la ejecución de un contrato bilateral con entrega física en el que la unidad de adquisición corresponde a un consumo nacional, a un consumo de bombeo, a un almacenamiento o, en su caso, a una exportación de energía a sistemas externos (redespacho UPLVPCB):

Establecimiento en el PDVP de un programa de adquisición de energía para la unidad asociada a la ejecución de un contrato bilateral, mediante la aplicación sobre dicha unidad del correspondiente redespacho, incorporando éste un precio igual al correspondiente precio marginal resultante del mercado diario.

d) Unidades de adquisición que incrementan la energía programada en el PDBF para la solución de las restricciones técnicas (Unidad con Programa Limitado-UPL).

Los redespachos de energía de tipo UPLVPA programados en el PDVP sobre unidades de adquisición para la solución de restricciones técnicas del PDBF incorporarán el precio de cada uno de los bloques de energía de la oferta utilizados total o parcialmente para el establecimiento de dicho redespacho.

1.1.2 Segunda fase (Fase 2): Reequilibrio generación-demanda.

a) Unidades de venta que incrementan la energía programada en el PDBF para obtener un programa equilibrado en generación y demanda, y unidades de adquisición que reducen la energía programada en el PDBF con igual fin.

Los redespachos de energía a subir programados en el PDVP para resolver un déficit de generación y obtener así un programa equilibrado generación-demanda, aplicados sobre una transacción del mercado diario (redespacho ECO) o sobre una unidad de adquisición asociada a un contrato bilateral con entrega física (redespacho ECOCB), incorporarán el precio del correspondiente bloque de la oferta de energía a subir presentada por dicha unidad para el proceso de solución de restricciones técnicas y utilizado total o parcialmente para el establecimiento de dicho redespacho.

En el caso de unidades de venta y de adquisición que no hayan presentado la correspondiente oferta de energía a subir para el proceso de solución de restricciones técnicas, estando sin embargo obligadas a ello, el redespacho aplicado pasará a ser denominado redespacho ECOSSO, si está asociado a una transacción de mercado, y redespacho ECOSCBSO, si está asociado a un contrato bilateral con entrega física, incorporando en ambos casos dicho redespacho un precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de minoración KMIN, de valor igual a 0,85, sobre el correspondiente precio marginal resultante del mercado diario si dicho precio es mayor o igual a 0, y un precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de mayoración KMAY, de valor igual a 1,15, sobre el correspondiente precio marginal resultante del mercado diario, si dicho precio es

inferior a 0. A estos efectos se considerará un precio por defecto de la oferta de energía a subir para la solución de restricciones técnicas de la correspondiente unidad de valor igual al 85% del correspondiente precio marginal resultante del mercado diario si dicho precio es mayor o igual a 0, y un precio de valor igual al 115% del correspondiente precio marginal resultante del mercado diario si dicho precio es inferior a 0.

b) Unidades de venta que reducen la energía programada en el PDBF para obtener un programa equilibrado en generación y demanda, y unidades de adquisición que incrementan la energía programada en el PDBF con igual fin.

Los redespachos de energía a bajar programados en el PDVP para resolver un exceso de generación y obtener así un programa equilibrado generación-demanda, aplicados sobre una transacción del mercado diario (redespacho ECO) o sobre una unidad de venta asociada a un contrato bilateral con entrega física (redespacho ECOCB) incorporarán el precio del correspondiente bloque de la oferta de energía a bajar presentada por dicha unidad para el proceso de solución de restricciones técnicas y utilizado total o parcialmente para el establecimiento de dicho redespacho.

En el caso de unidades de venta que no hayan presentado la correspondiente oferta de energía a bajar para el proceso de solución de restricciones técnicas, estando sin embargo obligadas a ello, el redespacho aplicado pasará a ser denominado ECOBSO, si está asociado a una transacción de mercado, y redespacho ECOBCBSO, si está asociado a un contrato bilateral con entrega física, incorporando en ambos casos dicho redespacho un precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de mayoración K MAY, de valor igual a 1,15, sobre el correspondiente precio marginal resultante del mercado diario si dicho precio es mayor o igual a 0, y un precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de minoración K MIN, de valor igual a 0,85, sobre el correspondiente precio marginal resultante del mercado diario si dicho precio es inferior a 0. A estos efectos se considerará un precio por defecto de la oferta de energía a bajar para la solución de restricciones técnicas de la correspondiente unidad de valor igual al 115% del correspondiente precio marginal resultante del mercado diario si dicho precio es mayor o igual a 0, y un precio de valor igual al 85% del correspondiente precio marginal resultante del mercado diario si dicho precio es inferior a 0.

c) Redespachos aplicados para obtener un programa equilibrado en generación y demanda en los casos de insuficiencia de ofertas para la ejecución de este proceso.

En los casos en los que el OS tenga que programar redespachos de energía a subir o a bajar para resolver un déficit o un exceso de generación, respectivamente, y obtener así un programa equilibrado generación-demanda, y una vez ya aplicados los redespachos sobre todas las unidades tanto de venta como de adquisición que estando obligadas a la presentación de ofertas, no hayan atendido, sin embargo, este requerimiento, y asignadas también todas aquellas ofertas presentadas para el proceso de solución de restricciones técnicas, compatibles con el respeto de las limitaciones aplicadas por seguridad, y no resultase dicha asignación aún suficiente para restablecer el equilibrio generación-demanda, los redespachos que, en su caso, pueda aplicar el OS por MER, llevarán asociados los siguientes precios:

Redespacho de energía a subir (redespacho ECOSMER): Precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de mayoración K MAY, de valor igual a 1,15, sobre el correspondiente precio marginal resultante del mercado diario, si dicho precio es mayor o igual a 0, y si dicho precio es menor que 0, ese mismo coeficiente se aplicará sobre el valor medio aritmético del precio resultante del mercado diario en el mes inmediato anterior en el periodo de programación correspondiente.

Redespacho de energía a bajar (redespacho ECOBMER): Precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de minoración K MIN, de valor igual a 0,85, sobre el correspondiente precio marginal resultante del mercado diario, si dicho precio es mayor o igual a 0, y un coeficiente de mayoración K MAY, de valor igual a 1,15, sobre el

correspondiente precio marginal resultante del mercado diario, si dicho precio es menor que 0.

1.2 Proceso de solución de restricciones técnicas en tiempo real.

a) Unidades de venta que incrementan su programa de energía para la solución de restricciones técnicas en tiempo real y unidades de adquisición que reducen su programa de energía con igual fin.

Los redespachos de energía a subir de tipo UPOTROR programados en tiempo real para la solución de restricciones técnicas, llevarán asociado el precio de la oferta de energía a subir presentada para dicha unidad al proceso de solución de restricciones técnicas, y utilizada a estos efectos.

El precio del redespacho incorporará además, en su caso, el arranque programado y realizado por el grupo térmico o por cada turbina gas de acuerdo con los términos específicos incorporados en la oferta de restricciones técnicas presentada, cuando el incremento del programa de energía requiera el arranque de un grupo térmico o un cambio en el modo de funcionamiento de un ciclo combinado multieje que conlleve el arranque de una o más turbinas de gas, así como el cose para cada hora cuando se requiera la programación de turbinas de gas adicionales en el caso de ciclos combinados multieje.

b) Unidades de venta que reducen su programa de energía para la solución de restricciones técnicas en tiempo real y unidades de adquisición que incrementan su programa de energía con igual fin.

Los redespachos de energía a bajar de tipo UPLTROR programados en tiempo real para la solución de restricciones técnicas, llevarán asociado el precio de la oferta de energía a bajar presentada para dicha unidad al proceso de solución de restricciones técnicas y utilizada a estos efectos.

c) Redespachos aplicados en tiempo real no cubiertos con ofertas presentadas para el proceso de solución de restricciones técnicas.

En los casos en los que el OS tenga que programar redespachos de energía a subir o a bajar para la solución de restricciones técnicas identificadas en tiempo real, sin que existan ofertas presentadas para el proceso de solución de restricciones técnicas, o bien, existiendo éstas, resulten insuficientes para cubrir totalmente los redespachos aplicados por seguridad en tiempo real, los redespachos que, en su caso, pueda aplicar el OS por MER, llevarán asociados los siguientes precios:

Redespacho de energía a subir (tipo UPOMER): Precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de mayoración K_{MAY} , de valor igual a 1,15, sobre el correspondiente precio marginal resultante del mercado diario, si dicho precio es mayor o igual a 0, y si dicho precio es menor que 0, ese mismo coeficiente se aplicará sobre el valor medio aritmético del precio resultante del mercado diario en el mes inmediato anterior en el periodo de programación correspondiente.

Redespachos de energía a bajar (tipo UPLMER): Precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de minoración K_{MIN} , de valor igual a 0,85, sobre el correspondiente precio marginal resultante del mercado diario, si dicho precio es mayor o igual a 0, y un coeficiente de mayoración K_{MAY} , de valor igual a 1,15, sobre el correspondiente precio marginal resultante del mercado diario, si dicho precio es menor que 0.

2. Ejecución efectiva de los redespachos programados conforme a medidas.

La energía incumplida en el caso de que la energía medida en un periodo de programación para una unidad de venta sea inferior o superior a la programada por seguridad y para una unidad de adquisición sea superior a la programada por seguridad,

será valorada conforme a lo establecido en el procedimiento de operación por el que se establecen los derechos de cobro y las obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema.

PO 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. La activación de energías de balance procedentes del producto de reserva de sustitución (RR) establecida en el procedimiento de operación 3.3.
- c. El servicio de regulación secundaria establecido en el procedimiento de operación 7.2.
- d. El servicio de regulación terciaria establecido en el procedimiento de operación 7.3.
- e. El servicio de respuesta activa de la demanda establecido en el procedimiento de operación 7.5.
- 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) y a los proveedores de servicios de balance (BSP, por sus siglas en inglés).

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 RR, mFRR o aFRR»: programas de intercambio establecidos como energía de balance de cada tipo de producto estándar de balance (RR, 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 y las disminuciones de consumo o exportación de energía.

c. La energía a bajar tiene signo negativo. Se define la energía a bajar como las disminuciones de producción o importación de energía y los incrementos de consumo o exportación de energía.

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 se entenderán expresadas en MWh 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 se entenderán expresadas en MW 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 se entenderán expresados en euros por MWh con la precisión con la que se determinen en cada mercado.

d. Los precios de potencia se entenderán expresados en euros por MW 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) Producto de reserva de sustitución «Replacement Reserve» (RR).
- (b) Regulación terciaria. Se corresponde con el producto de balance «manual Frequency Restoration Reserve» (mFRR).
- (c) Regulación secundaria. Se corresponde con el producto de balance «automatic Frequency Restoration Reserve» (aFRR).
- (d) 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, 7 y 9.

La liquidación del incumplimiento de la energía neta de balance de RR y regulación terciaria asignada se realiza en cada dirección, a subir y a bajar, según se establece en el apartado 8.

5. Energía de balance del producto RR.

5.1 Energía de balance de producto RR a subir.

a) La activación de ofertas de energía de balance a subir del producto RR da lugar a un derecho de cobro para cada unidad u que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCRR_u = \sum ERRS_u \times PMRR$$

donde:

$ERRS_u$ = Energía activada del producto RR a subir a la unidad u .

$PMRR$ = Precio marginal del producto RR o, en su caso, precio de la oferta debido al proceso de redondeo de la plataforma europea de RR de acuerdo a lo dispuesto en el PO 3.3.

En caso de aplicación del mecanismo de salvaguarda contemplado en las Condiciones de Balance, el precio $PMRR$ será calculado de acuerdo con lo establecido en el apartado 10 de este procedimiento.

b) En el caso de ofertas activadas por razones de control de flujo de las interconexiones, la energía activada será valorada al precio de la oferta de activación de

esa energía, siempre que este precio sea superior al precio marginal del producto RR en el sistema peninsular español. El derecho de cobro se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCRRSCF_u = \sum ERRSCF_u \times \text{máx} (PMRR, POFRRS_u)$$

donde:

$ERRSCF_u$ = Energía activada a subir del producto RR a la unidad u por razones de control de flujo en la interconexión.

$POFRRS_u$ = Precio de la oferta activada del producto RR a la unidad u por razones de control de flujo en la interconexión.

5.2 Energía de balance de producto RR a bajar.

a) La activación de ofertas de energía de balance a bajar del producto RR da lugar a una obligación de pago para cada unidad que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPRR_u = \sum ERRB_u \times PMRR$$

donde:

$ERRB_u$ = Energía activada a bajar del producto RR a la unidad u.

$PMRR$ = Precio marginal del producto RR o, en su caso, precio de la oferta debido al proceso de redondeo de la plataforma europea de RR de acuerdo a lo dispuesto en el PO 3.3.

En caso de aplicación del mecanismo de salvaguarda contemplado en las Condiciones de Balance, el precio $PMRR$ será calculado de acuerdo con lo establecido en el apartado 10 de este procedimiento.

b) En el caso de ofertas activadas por razones de control de flujo de las interconexiones, la energía activada será valorada al precio de la oferta de activación de esa energía, siempre que este precio sea inferior al precio marginal del producto RR en el sistema peninsular español. La obligación de pago se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPRRBCF_u = \sum ERRBCF_u \times \text{mín} (PMRR, POFRRB_u)$$

donde:

$ERRBCF_u$ = Energía activada a bajar del producto RR a la unidad u por razones de control de flujo en la interconexión.

$POFRRB_u$ = Precio de la oferta activada del producto RR a la unidad u por razones de control de flujo en la interconexión.

5.3 Asignación del sobrecoste por activación de ofertas por razones de control de flujo en las interconexiones.

El sobrecoste ocasionado por la activación de ofertas por razones de control de flujo de las interconexiones, $SCRRCF$, se anotará en la cuenta del operador del sistema y será liquidado entre el operador del sistema y la entidad de liquidación centralizada que actuará como contraparte entre los operadores del sistema. Se calcula según la fórmula siguiente:

$$SCRRCF = \sum ERRSCF_u \times (POFRRS_u - PMRR) + \sum ERRBCF_u \times (PMRR - POFRRB_u)$$

6. 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.

6.1 Asignaciones programadas de regulación terciaria:

6.1.1 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 10 de este procedimiento.

6.1.2 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:

$$OPTERP_u = ETERPB_u \times PMTERPB$$

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 10 de este procedimiento.

6.2 Asignaciones directas de regulación terciaria:

6.2.1 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:

$$DCTERD_u = ETERDS_u \times \max (PMTERPSQ_0, PMTERDSQ_0)$$

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:

$$DCTERD_u = ETERDS_u \times \max (PMTERPSQ_1, PMTERDSQ_0)$$

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 10 de este procedimiento.

6.2.2 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:

$$OPTERD_u = ETERDB_u \times \min (PMTERPBQ_0, PMTERDBQ_0)$$

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:

$$OPTERD_u = ETERDB_u \times \min (PMTERPBQ_1, PMTERDBQ_0)$$

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 10 de este procedimiento.

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

6.3.1 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:

$$DCTERMER_u = 1,15 \times ETERMERS_u \times \max(PMTERPS, PMTERDSQ_0) \text{ si } PMTERPS > 0 \\ \text{ó } PMTERDSQ_0 > 0$$

$$OPTERMER_u = 0,85 \times ETERMERS_u \times \max(PMTERPS, PMTERDSQ_0) \text{ si } PMTERPS < 0 \\ \text{y } PMTERDSQ_0 < 0$$

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.

6.3.2 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:

$$OPTERMER_u = 0,85 \times ETERMERB_u \times \min(PMTERPB, PMTERDBQ_0) \text{ si } PMTERPB > 0 \\ \text{ó } PMTERDBQ_0 > 0$$

$$DCTERMER_u = 1,15 \times ETERMERB_u \times \min(PMTERPB, PMTERDBQ_0) \text{ si } PMTERPB < 0 \\ \text{y } PMTERDBQ_0 < 0$$

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.

7. Regulación secundaria.

7.1 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:

$$DCSEC_z = ESECS_z \times PMSECS_z$$

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 10 de este procedimiento.

7.2 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:

$$OPSEC_z = ESECB_z \times PMSECB_z$$

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 10 de este procedimiento.

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

7.3.1 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.

7.3.2 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:

$$\text{OPRIS}_z = - \text{ERIS}_z \times \text{PRIS}_z$$

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:

$$\text{OPRIB}_z = - \text{ERIB}_z \times \text{PRIB}_z$$

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.

7.3.3 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:

$$\text{OPRITRS}_z = - \text{ERITRS}_z \times \text{PRITRS}_z$$

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:

$$\text{OPRITRB}_z = - \text{ERITRB}_z \times \text{PRITRB}_z$$

donde:

ERITRB_z = Energía incumplida a bajar 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.

7.4 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.

8. Incumplimiento de las asignaciones de energía de balance RR y terciaria.

El cumplimiento del saldo neto de las asignaciones de energía de balance RR y terciaria se verificará de forma agregada para cada BSP de aFRR y de forma agregada para las unidades de programación con asignación de energía de balance RR y 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 de balance RR y energía terciaria del mismo BRP, en su unidad de liquidación específica para cada BRP.

8.1 Incumplimiento de asignación neta de energía de balance RR y 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 de balance RR y de 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 de balance RR y terciaria a subir del BSP de aFRR z o del BRP s se calculará de la forma siguiente:

$$OPEINCLEBALS_{z,s} = EINCLEBALS_{z,s} \times \text{abs}(PBAL_{z,s}) \times 0,2$$

donde:

$EINCLEBALS_{z,s}$ = Energía incumplida de asignación neta de energía de balance RR y 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 balance RR y terciaria.

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

$$EINCLEBALS_{z,s} = \text{máx} (-STGS_{z,s}; \text{mín} (0, \sum_{z,s} MBC_u - EREFS_{z,s} - EPTR_z))$$

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 .

$EREFS_{z,s} = \sum_{z,s} PHFC_u + IT_{z,s} + SRTRS_{z,s} + STGS_{z,s} + (ESECS_z + ESECB_z)$.

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

$SRTRS_{z,s}$ = 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.

$STGS_{z,s}$ = saldo neto a subir de la energía de energía de balance RR y 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.

$PBAL_{z,s}$ = precio medio ponderado de la energía asignada a subir de energía de balance RR y regulación terciaria a las unidades integradas en el BSP de aFRR z o las unidades pertenecientes al BRP s.

8.2 Incumplimiento de asignación neta de energía de balance RR y 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 de balance RR y de 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 de balance RR y terciaria a bajar del BSP de aFRR z o del BRP s se calculará de la forma siguiente:

$$OPEINCLEBALB_{z,s} = EINCLEBALB_{z,s} \times \text{abs}(\text{PMD})$$

donde:

$EINCLEBALB_{z,s}$ = Energía incumplida de asignación neta de energía de balance RR y 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 de balance RR y terciaria.

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

$$EINCLEBALB_{z,s} = - \text{mín}(-STGB_{z,s}; \text{máx}(0, \sum_{z,s} \text{MBC}_u - \text{EREFB}_u - \text{EPTR}_z))$$

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.

$\text{EREFB}_{z,s} = \sum_{z,s} \text{PHFC}_u + \text{IT}_{z,s} + \text{SRTRB}_{z,s} + \text{STGB}_{z,s} + (\text{ESECS}_z + \text{ESECB}_z)$.

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

$\text{SRTRB}_{z,s}$ = 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.

$\text{STGB}_{z,s}$ = saldo neto a bajar de la energía de energía de balance RR y 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.

8.3 Asignación del importe de los incumplimientos de asignación neta de energía de balance RR y terciaria.

La suma de las obligaciones de pago por incumplimientos de energía de balance RR y 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.

9. Servicio de respuesta activa de la demanda.

9.1 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:

$$\text{DCRAD} = \text{ERADS} \times \text{PMRADS}$$

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.

9.2 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 el apartado 29 de este procedimiento.

10. 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 marginales 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.

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

11. Intercambios internacionales de energía de balance.

11.1 Intercambios transfronterizos de energía de balance de productos estándares de balance (RR, 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.

11.1.1 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 (RR, 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 10 de este procedimiento.

11.1.2 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 (RR, 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 $PMITBE_p$ será calculado de acuerdo con lo establecido en el apartado 10 de este procedimiento.

11.2 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 PO 14.6.

11.2.1 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.

11.2.2 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:

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

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

12. 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.

12.1 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:

$$DCDESV_{brp} = DESV_{brp} \times PDESVS$$

12.2 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:

$$OPDESVB_{brp} = DESV_{brp} \times PDESVB$$

12.3 Desvío cero del BRP.

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

13. 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.

$$DESV_{brp} = MEDBC_{brp} - (POSFIN_{brp} + AJUDSV_{brp})$$

donde:

$MEDBC_{brp}$ = Medidas en barras de central del BRP.

$POSFIN_{brp}$ = Posición final del BRP.

$AJUDSV_{brp}$ = Ajuste del desvío del BRP.

13.1 Medida en barras de central de un BRP.

La medida $MEDBC_{brp}$ 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 PO 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.

13.2 Posición final de un BRP.

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

La posición final $POSFIN_{brp}$ 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.

$$POSFIN_{brp} = \sum_u PHFC(u,brp) + \sum_u IT(u,brp)$$

13.3 Ajuste del desvío de un BRP.

El ajuste del desvío $AJUDSV_{brp}$ 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.

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

13.4 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.

14. 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.

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

$$DTS = - [\sum_u, (\sum ERRS_u + \sum ERRB_u) + (\sum_q ERRSCF_u + \sum ERRBCF_u) + \sum_u (\sum ETERDS_u + \sum ETERDB_u) + \sum_u (\sum ETERPS_u + \sum ETERPB_u) + \sum_u (\sum ETERMERS_u + \sum ETERMERB_u) + \sum_z (\sum ESECS_z + \sum ESECB_z) + \sum_i (\sum EIITB_i + \sum EEITB_i) + \sum_i (\sum EIIN_i + \sum EEIN_i) + \sum_u (\sum ERADS_u)]$$

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.

14.2 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 RR y FRR a subir, el precio del desvío se calculará como:

$$PDES_{v_{brp}} = PBALSUB$$

Siendo PBALSUB el precio medio ponderado de las energías de balance RR y FRR 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. El importe correspondiente a la activación de ofertas del producto RR es el que resulta de valorar toda la energía neta a subir al precio marginal del producto RR, independientemente de que la oferta se hubiera activado por razones de control de flujo en la interconexión.

- (b) Si sólo se han activado energías de balance RR y 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. El importe correspondiente a la activación de ofertas del producto RR es el que resulta de valorar toda la energía neta a bajar al precio marginal del producto RR, independientemente de que la oferta se hubiera activado por razones de control de flujo en la interconexión.

- (c) Si se han activado energías de balance RR en sentido contrario al sentido de las energías de balance FRR, o se han activado energías de balance RR en ambos sentidos, el precio del desvío se calculará según el sentido del desvío total del sistema:

- i. Si el desvío del sistema es a bajar (negativo), el precio del desvío se calculará como:

$$PDES_{v_{brp}} = PBALSUB$$

- ii. Si el desvío del sistema es a subir (positivo), el precio del desvío se calculará como:

$$PDES_{v_{brp}} = PBALBAJ$$

(d) Si no se han activado energías de balance RR ni FRR en ningún sentido, el precio del desvío será igual al valor de la activación evitada calculado de acuerdo con el apartado 14.4.

Para cada periodo de programación, la energía de balance RR activada será el saldo neto de las energías de balance RR activadas en el periodo.

14.3 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:

$$PDESVS_{brp} = PBALBAJ$$

El precio de desvíos a bajar se calculará como:

$$PDESVB_{brp} = PBALSUB$$

14.4 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 ni de RR ni de 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 RR y el máximo precio de las ofertas a bajar de energías de balance RR en dicho ISP.

Para ello sólo se tendrán en consideración las ofertas enviadas por los BSPs del sistema eléctrico español a la plataforma de balance del producto RR.

15. Liquidación de desvíos no asignados a un BRP.

15.1 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 14 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:

$$OPDIR = DIR \times PDESVB$$

15.2 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 el apartado 29 de este procedimiento.

15.3 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:

$$IMPINTEN = \text{Desv}\Delta f \times PCCFR + \text{DesvPrp} \times P\text{DesvPrp}$$

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

$P\text{DesvPrp}$: 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.

$$IMPNOINTEN = \text{DesvNoInt} \times PCCU$$

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.

15.4 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 14 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:

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

15.5 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 14 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.

15.6 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

16. 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 según el apartado 29.

V. Liquidación de la reserva de balance

17. Reserva de regulación secundaria.

17.1 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.

17.2 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.

17.3 Incumplimientos asociados al mercado de reserva de regulación secundaria.

17.3.1 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:

$$OPRSSRES_z = - RSSRES_z \times PMRSS \times KRES$$

$$OPRSBRES_z = - RSBRES_z \times PMRSB \times KRES$$

siendo:

$RSSRES_z = VARaFRRUP_z - REOFUP_{\text{respaldo}_z}$.

$RSBRES_z = VARaFRRDW_z - REOFDW_{\text{respaldo}_z}$.

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.

17.3.2 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:

$$OPRSS_z = -RSS_z \times PMRSS \times KI$$

$$OPRSB_z = -RSB_z \times PMRSB \times KI$$

siendo:

$$RSS_z = VARaFRRUP_z - REOFUP_z.$$

$$RSB_z = VARaFRRDW_z - REOFDW_z.$$

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.

17.4 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.

18. Asignación de potencia en el servicio de respuesta activa de la demanda.

18.1 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 anual.

PMBANRAD = Precio marginal resultante del proceso de asignación de la subasta anual.

El cálculo anterior no aplicará a aquellos periodos horarios en los que no se requiere la aplicación del servicio.

18.2 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 anual.

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.

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:

$$PNODISP_{act} = \min(0, ERADS - BANRAD).$$

18.3 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 (CFSRADES).

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 el apartado 29 de este procedimiento.

En el caso de la liquidación del coste asignado a los BRP CFSRADES, 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

19. 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.

20. Energía programada en el proceso de restricciones técnicas del Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF).

Modificación del programa PDBF por criterios de seguridad.

20.1 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 PO 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.

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 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 multieje.

20.2 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.

20.3 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:

$$DCERPVPVPC_u = ERPVPC_u \times PMD$$

donde:

ERVPVPC_u = Energía a subir redespachada para la resolución de restricciones técnicas del PDBF de la unidad de compra u.

20.4 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:

$$\text{OPERPVPV}_u = \text{ERPVPB}_u \times \text{PMD}$$

donde:

ERPVPB_u = Energía a bajar redespachada para la resolución de restricciones técnicas del PDBF de la unidad de venta u .

20.5 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:

$$\text{OPERPVPV}_u = \text{ERPVPB}_u \times \text{POPVPB}_{u,b}$$

donde:

ERPVPB_u = Energía a bajar redespachada para la resolución de restricciones técnicas del PDBF de la unidad de adquisición u .

$\text{POPVPB}_{u,b}$ = Precio oferta para el bloque b de la unidad adquisición de u .

20.6 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:

$$\text{OPEINCSPVP}_u = \text{EINCSPVP}_u \times (\text{PMEDPVPS}_u - \text{PMD}) \text{ siempre que } \text{PMEDPVPS}_u > \text{PMD}$$

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:

$$\text{EINCSPVP}_u = \text{máx} [- \text{ERPVP}_u; \text{mín} (0, \text{MEDRTR} - \text{PVP})]$$

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, energía de balance RR y restricciones en tiempo real.

RTR = Suma de energía de restricciones en tiempo real.

20.7 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, energía de balance RR y restricciones en tiempo real.

RTR = Suma de energía de restricciones en tiempo real.

20.8 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.

20.9 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.

20.10 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.

20.11 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.

20.12 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:

$$OPERECOOSB_{u,b} = ERECOOSB_{u,b} \times POECOB_{u,b}$$

donde:

$ERECOOSB_{u,b}$ = Energía a bajar del bloque b de la oferta de la unidad u asignada en fase 2.

$POECOB_{u,b}$ = Precio de la oferta de energía a bajar del bloque b de la unidad u , para el proceso de resolución de restricciones técnicas.

20.13 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:

$$OPERECOSOB_u = ERECOSOB_u \times 1,15 \times PMD \text{ si } PMD \geq 0$$

$$DCERECOSOB_u = ERECOSOB_u \times 0,85 \times PMD \text{ si } PMD < 0$$

donde:

$ERECOSOB_u$ = Energía a bajar en fase 2 a la unidad u , sin oferta presentada.

20.14 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:

$$OPERECOMERB_u = ERECOMERB_u \times 0,85 \times PMD \text{ si } PMD \geq 0$$

$$DCERECOMERB_u = ERECOMERB_u \times 1,15 \times PMD \text{ si } PMD < 0$$

donde:

$ERECOMERB_u$ = Energía asignada a bajar a la unidad u , sin oferta disponible.

20.15 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 según el apartado 29.

21. Restricciones técnicas en tiempo real.

21.1 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:

$$DCERTRS_{u,b} = ERTRS_{u,b} \times PO_{u,b} + CAF_u / NARRF + CAC_u / NARRC + ChAA + DCAA_u$$

donde:

$ERTRS_{u,b}$ = 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 PO 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 formula 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 balance RR y de regulación terciaria a bajar, se mantendrán los derechos de cobro calculados y revisados según el párrafo anterior.

21.1.1 Incumplimiento de los arranques programados o del modo de funcionamiento asignado.

Se revisarán los arranques programados de acuerdo con lo establecido en PO 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:

$$OPINCCChAA_u = - ChAA$$

$ChAA$ = Coste por periodo por programación de una turbina de gas adicional en el caso de ciclos combinados multieje.

21.2 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.

21.3 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:

$$DCERTRS_{u,b} = ERTRS_{u,b} \times POS_{u,b}$$

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.

21.4 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 .

21.5 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:

$$OPERTRMER_u = ERTRMERB_u \times 0,85 \times PMD \text{ si } PMD >= 0$$

$$DCERTRMER_u = ERTRMERB_u \times 1,15 \times PMD \text{ si } PMD < 0$$

donde:

$ERTRMERB_u$ = Energía programada a bajar a la unidad u por solución de restricciones en tiempo real, sin oferta aplicable.

21.6 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:

$$OPERTRB_{u,b} = ERTRB_{u,b} \times POB_{u,b}$$

donde:

$ERTRB_{u,b}$ = Energía a bajar por la unidad u por solución de restricciones técnicas con oferta.

$POB_{u,b}$ = Precio de la oferta a bajar para el bloque de energía b.

21.7 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:

$$OPERTRMER_u = ERTRSOB_u \times 0,85 \times PMD \text{ si } PMD \geq 0$$

$$DCERTRMER_u = ERTRSOB_u \times 1,15 \times PMD \text{ si } PMD < 0$$

donde:

$ERTRSOB_u$ = Energía programada a bajar a la unidad u por solución de restricciones en tiempo real, sin oferta aplicable.

21.8 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 balance RR y 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:

$$OPEINCLTR_u = EINCRTRS_u \times (PORP_u - PMD)$$

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:

$$EINCRTRS_u = \max(-ERTRS_u, \min(0, MBC_u - (\max(PHFC_u + IT_u + TGB, 0) + ERTRS_u)))$$

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 balance RR y de regulación terciaria a bajar.

$ERTRS_u$ = Energía programada a subir a la unidad u por restricciones en tiempo real.

$PORP_u$ = Precio medio de la energía programada a subir por restricciones en tiempo real en el periodo de programación.

21.9 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:

$$\text{OPEINCRTRB}_u = \text{EINCRTRB}_u \times (\text{POR}_u - \text{PMD})$$

donde:

EINCRTRB_u = Energía incumplida de restricciones en tiempo real a bajar de la unidad u de venta. Se calculará según la fórmula siguiente:

$$\text{EINCRTRB}_u = \min(-\text{ERTRB}_u, \max(0, \text{MBC}_u - (\max(\text{PHFC}_u + \text{IT}_u + \text{TGS}, 0) + \text{ERTRB}_u)))$$

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 balance RR y 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.

21.10 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 según el apartado 29.

22. 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 según el apartado 29.

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 20 y 21.

VII. Liquidación de otros conceptos

23. 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 según el apartado 29.

24. 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 según el apartado 29.

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.

25. 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.

26. Fallo de programación de las unidades de programación genéricas.

26.1 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.

26.2 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.

27. Liquidación de las unidades de programación del enlace entre el sistema eléctrico peninsular y el sistema eléctrico balear.

27.1 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 16.

27.2 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.

27.3 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.

28. 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.

VIII. Liquidación de costes a la demanda

29. Coste horario agregado de los servicios de ajuste del sistema y del servicio de interrumpibilidad.

29.1 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) Sobrecoste 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 de balance RR y 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.

29.2 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.

29.3 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.

29.4 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 29.1 y al apartado 29.2.

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.

Mientras no existan productos cuarto horarios en los mercados de energía, diario o intradiario o no estén adaptados los procedimientos de operación en materia de medida eléctrica, la medida en barras de central cuartohoraria de las unidades de programación anteriores será:

– Para aquellas unidades de programación que participan en balance, la medida en barras de central será la suma de las medidas cuarto-horarias de los puntos frontera asignados a las instalaciones de producción que integran cada unidad de programación. Estas instalaciones tienen la obligación de disponer de contador de medida cuarto-horario para participar en dichos servicios, desde marzo de 2024 conforme a lo establecido por Resolución de 25 de enero de 2024 en el PO 10.5.

– Para las unidades de programación que no participan en balance, la medida en barras de central será la suma de las medidas horarias de los puntos frontera asignados a las instalaciones de producción que integran cada unidad de programación, dividida entre cuatro.

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:

$$K = (\text{PERTRA} + \text{PERDIS} - \text{PEREXP}) / \text{PERN}$$

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.

$\text{PERN} = \sum_{ua} \sum_{pa} \sum_{nt} (\text{MPFC}_{ua,pa,nt} \times \text{CPERN}_{pa,nt})$.

$\text{CPERN}_{pa,nt}$ = 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.

Mientras no existan productos cuarto horario en los mercados de energía, diario o intradiario, o no estén adaptados los procedimientos de operación en materia de medida eléctrica, la medida en punto frontera cuartohoraria, $\text{MPFC}_{ua,pa,nt}$, se obtendrá como:

– Para aquellas unidades de programación que participan en balance con oferta cuarto-horaria, la medida en punto frontera cuartohoraria, $\text{MPFC}_{ua,pa,nt}$ se obtendrá como la suma de las medidas cuarto-horarias de los puntos frontera asignados a las instalaciones de demanda que integran cada unidad de programación con peaje de acceso pa y nivel de tensión nt. Estas instalaciones tienen la obligación de disponer de contador de medida cuarto-horario para participar en dichos servicios, desde marzo de 2024 conforme a lo establecido en el PO 10.5.

– Para las unidades de programación que no participan en balance con oferta cuarto-horaria, la medida en punto frontera cuartohoraria, $\text{MPFC}_{ua,pa,nt}$ se obtendrá como la suma de las medidas horarias de la energía consumida en los puntos frontera de consumidores de la unidad de programación del comercializador o consumidor directo ua para cada peaje de acceso pa y nivel de tensión nt, dividida entre cuatro.

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:

$$\text{MBC}_{brp} = \text{PHL}_{brp} + \text{SALDOENE}_{brp} + \text{MBCliqpot}_{brp}$$

donde:

$\text{SALDOENE}_{brp} = - \text{SALDOENE} \times \text{PHL}_{brp} / \sum_{brp} \text{PHL}_{brp} + \text{EENOADQ}_{brp}$.

$\text{EENOADQ}_{brp} = \text{EENOADQ}_{brp,mes} \times \text{PHL}_{brp} / \text{PHL}_{brp,mes}$.

$\text{EENOADQ}_{brp,mes} = \min(0, \text{Cminor} \times \text{EMMA}_{brp,mes} - \text{PHL}_{brp,mes})$.

Si $\text{PHL}_{brp,mes}$ es cero, $\text{EENOADQ}_{brp} = \text{EENOADQ}_{brp,mes} / (4 \times n.^{\circ} \text{ horas del mes})$.

$\text{SALDOENE} = \text{MBCprod} + \text{MBCimex} + \text{MBCliqpot} + \text{PHLdemresto} + \sum_{brp} \text{EENOADQ}_{brp}$.

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. Mientras no existan productos cuarto horarios en los mercados de energía, diario o intradiario, o no estén adaptados los procedimientos de operación en materia de medida eléctrica la medida cuartohoraria en punto frontera de estas unidades de adquisición para demanda se obtendrá según se ha establecido en el apartado b).

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 15 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. Mientras no existan productos cuarto horarios en los mercados de energía, diario o intradiario, o no estén adaptados los procedimientos de operación en materia de medida eléctrica la medida cuartohoraria en punto frontera de estas unidades de adquisición para demanda se obtendrá según se ha establecido en el apartado b).

Cminor = El coeficiente de minoración de la energía consumida en el mismo mes del año anterior, establecido en el PO 14.3.

EMMA_{brp,mes} = Se calculará como la media aritmética de la energía EMMA definida en el PO 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 15 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.

ANEJO 2

Modificación del PO 3.3 Activación de energías de balance procedentes del producto de reserva de sustitución (RR)

Primero.

Se modifica el apartado 6 Producto RR estándar para el intercambio de energías de balance entre sistemas eléctricos, que queda redactado del siguiente modo:

«El producto de RR tendrá resolución cuarto-horaria con una duración mínima y máxima del periodo de entrega comprendida entre los 15 y los 60 minutos, por periodos cuarto-horarios completos, según lo dispuesto en el anexo I de este procedimiento de operación.

El intercambio transfronterizo de energías de balance entre sistemas eléctricos se seguirá realizando por periodos de programación horarios. A partir de la fecha comunicada por el OS en su página web, el intercambio transfronterizo de energías de balance entre sistemas eléctricos pasará a realizarse por periodos de programación cuarto-horarios conforme a lo establecido en el artículo 11(5) del RRIF.

En el artículo 6 del RRIF se define el producto RR que se utilizará para los intercambios de energías de balance entre sistemas. En el anexo I de este documento se encuentran detalladas dichas características, con las particularidades aplicables en el caso del sistema eléctrico peninsular español.»

Segundo.

Se añade el siguiente párrafo al final del apartado 8 Proceso de activación de energías de balance del producto estándar RR:

«En el caso de que los flujos en las interconexiones resultantes de las transacciones realizadas en el mercado intradiario continuo se reciban con una antelación inferior a 48 minutos respecto al inicio del correspondiente horizonte de programación, el OS no realizará envío alguno de capacidad de intercambio para las fronteras correspondientes.»

Tercero.

Se modifica el apartado 9.1 Capacidad disponible en las interconexiones internacionales (ATC), que queda redactado del siguiente modo:

«El OS comunicará y mantendrá actualizada, en todo momento, los valores de la capacidad de intercambio disponibles en las interconexiones internacionales

para su consideración en el proceso de asignación de ofertas llevado a cabo por la plataforma europea para la gestión del producto RR, tal y como establece el artículo 3.1(a) del RRIF.

Desde el momento en el que el OS establezca su conexión al módulo transversal de gestión de la capacidad en horizonte de balance (CMM, por Capacity Management Module), el OS realizará el envío a dicho módulo de la información sobre la capacidad de intercambio disponible correspondiente para cada interconexión intracomunitaria.

No obstante, el OS seguirá manteniendo la comunicación con la plataforma europea de activación del producto de energía RR de la información correspondiente a la capacidad de intercambio disponible en las interconexiones internacionales.»

Cuarto.

Se modifica el apartado 10 Liquidación de las energías de balance del producto RR, que queda redactado del siguiente modo:

«La energía activada del producto RR a los BSPs del sistema eléctrico peninsular español, así como los intercambios transfronterizos de energías de balance entre operadores de sistemas eléctricos del producto RR, derivados de necesidades de balance de los sistemas, serán valorados al precio marginal del correspondiente periodo cuarto-horario de cada área no congestionada conforme a las metodologías desarrolladas en cumplimiento de los artículos 30 y 50 del Reglamento EB.

Con carácter excepcional, algunas de las ofertas de energía activadas por la plataforma europea de energía RR podrán ser valoradas, en el periodo cuarto-horario correspondiente, al precio al que ha sido ofertada dicha energía, debido a la aplicación de redondeos en el proceso de determinación del precio marginal, realizado por dicha plataforma. El precio de estas ofertas, activadas y valoradas al precio de la correspondiente oferta, diferirá del precio marginal de dicho periodo cuarto-horario, en un valor igual a la resolución que esté establecida para el precio de las ofertas.

En caso de existir congestión en las interconexiones internacionales aflorará una renta de congestión derivada de la asignación común europea realizada por la plataforma de gestión del producto RR, correspondiente a la interconexión congestionada.

En el caso en que la aplicación del control de flujo en las interconexiones del sistema eléctrico español dé lugar a una renta de congestión negativa, ésta será anotada en la cuenta del operador del sistema y será liquidado con cargo a las rentas de congestión de la correspondiente interconexión.

Se verificará el cumplimiento efectivo del servicio, tanto en el caso de las activaciones de balance, como de las activaciones efectuadas por razones de control de flujo en las interconexiones, revisándose la liquidación en caso de incumplimiento.

Las medidas de energía cuarto-horarias procedentes de los contadores de energía serán utilizadas para la verificación del cumplimiento efectivo del servicio, conforme a lo establecido en el procedimiento de operación por el que se establecen los derechos de cobro y las obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema.

La liquidación de la asignación del producto RR a los proveedores del servicio en el sistema eléctrico peninsular español será realizada por el OS conforme a lo establecido en el procedimiento de operación por el que se establecen los derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema.

La liquidación de los intercambios transfronterizos de energías de balance del producto RR para el sistema eléctrico peninsular español, se anotará en la cuenta del operador del sistema.

En caso de incidencia en el proceso de activación de energías de balance RR en el sistema eléctrico peninsular español, se garantizará la firmeza de los correspondientes intercambios de energía RR en las interconexiones internacionales del sistema eléctrico español. La liquidación económica derivada de la garantía de esta firmeza se financiará con cargo a las rentas de congestión de la correspondiente interconexión del sistema eléctrico español.

El saldo mensual resultante de la liquidación de los intercambios transfronterizos de energías de balance programados en cada interconexión y de las rentas de congestión derivadas será liquidado entre el operador del sistema y la entidad de liquidación centralizada que actuará como contraparte entre los operadores de sistema europeos participantes en la plataforma europea de balance de RR.»

Quinto.

Se modifica el anexo I Ofertas de energías de balance de tipo RR, que queda redactado del siguiente modo:

«1. Principales características del producto/oferta RR.

Modo de activación	Programada, con activación manual
Periodo de preparación.	Entre 0 y 30 min.
Periodo de rampa de variación de potencia.	Entre 0 y 30 min.
Tiempo de activación (FAT).	30 min.
Periodo de desactivación.	Determinado por el proveedor del servicio (BSP, por sus siglas en inglés).
Cantidad mínima.	1 MW.
Cantidad máxima.	No se establece valor máximo alguno, salvo los límites técnicos correspondientes ¹ .
Duración mínima del periodo de entrega.	15 min.
Duración máxima del periodo de entrega.	60 min ² .
Localización.	Área de Control Frecuencia-Potencia (LFC) de España. Conforme a lo establecido en las condiciones de agregación de los BSP en las Condiciones relativas al balance, aprobadas por la CNMC, de acuerdo al artículo 18 del Reglamento EB.
Periodo de validez/entrega.	En función de la oferta del proveedor del servicio BSP (15, 30, 45 o 60 minutos).
Duración mínima entre el final de una desactivación y la siguiente activación.	Determinada por el proveedor del servicio (BSP) en su oferta.
Resolución del precio de oferta.	0,01 €/MWh.

Modo de activación	Programada, con activación manual
Límites al precio de oferta.	No se establecen límites a los precios, salvo los límites técnicos correspondientes ¹ .
Resolución del periodo de tiempo.	15 min.

¹ Los límites técnicos corresponden a los formatos de los campos que se establecen en el documento de intercambios de información entre los participantes en el mercado y el operador del sistema. Estos límites técnicos aplicables a los precios coincidirán con los valores armonizados que, en su caso, se establezcan de acuerdo con lo previsto en el apartado 2 del artículo 30 del Reglamento EB.

² La duración máxima del periodo de entrega depende de la frecuencia del proceso de activación. La plataforma europea de RR tiene establecida una frecuencia de activación horaria, lo que implica 24 horizontes de activación y la posibilidad de realizar optimizaciones que cubran 60 min.

2. Criterios de validación de las ofertas de energías de balance de tipo RR.

La participación en el proceso de activación de energías de balance de tipo RR por parte de los proveedores del servicio se llevará a cabo a través del envío de ofertas para distintos periodos de programación cuarto-horario por parte de las unidades de programación habilitadas para la prestación del servicio.

La oferta de RR de una UP estará formada por el conjunto de bloques de volumen ofertado MW, precio €/MWh, sentido subir/bajar, tipo de oferta y posibilidad de establecer condiciones complejas.

Las ofertas de energías de balance del producto RR presentadas por los participantes del mercado mediante sus unidades de programación para la prestación del servicio serán sometidas a los siguientes criterios de validación:

2.1 Validaciones aplicadas a las ofertas de energías de balance del producto RR en el momento de recepción.

- La oferta deberá ser enviada por BSP asociado a la unidad de programación proveedora del servicio de RR a la que corresponde la oferta.

- Se permitirá la recepción de ofertas de RR por parte de los BSP desde las 12h del día D-1.

- Sin perjuicio de lo establecido o lo que pudiera establecerse en el futuro en el artículo 7 del RRIF, la H-55' será la hora límite para la recepción en el sistema de las ofertas enviadas por parte de los BSP, siendo H la hora de entrega de la energía.

- El período de tiempo que cubre la oferta deberá estar incluido en el horizonte de la convocatoria abierta vigente en el momento de recepción de la oferta, es decir, sólo se permitirá enviar ofertas para periodos futuros correspondientes al día del envío, y a partir de las 12h00, también para periodos correspondientes al día siguiente, teniendo en cuenta que cada mensaje solo puede aplicar a un día.

- Se permitirán como máximo 40 bloques de oferta por cada UP y sentido para el conjunto de la hora, con independencia de la duración de la oferta enviada.

- No se admitirán ofertas recibidas de un mismo BSP si contienen diferentes bloques con el mismo precio y sentido por UP e intervalo.

- Las ofertas de energía de balance de tipo RR deberán respetar los límites técnicos de precios establecidos en la documentación técnica de intercambio de información PM-OS.

En caso de incumplimiento de alguno de los criterios de validación anteriormente expuestos, la oferta será rechazada.

El detalle de las validaciones aplicadas a las ofertas de energías de balance del producto RR en el momento de su recepción se encuentra establecido en la documentación técnica de intercambio de información PM-OS.

2.2 Validaciones aplicadas a las ofertas de energías de balance del producto RR con carácter previo a su puesta a disposición de la plataforma europea de RR.

Con una antelación no inferior a 5 minutos respecto a la hora límite para el envío a la plataforma europea de RR de las ofertas de los proveedores del servicio de acuerdo con el artículo 8 del RRIF, el OS llevará a cabo un proceso de validación de las ofertas de RR recibidas, teniendo en cuenta el Programa Final definitivo (PHFC) y la información de indisponibilidades comunicadas por los proveedores del servicio hasta ese momento para el siguiente periodo cuartohorario de entrega de energía.

En este proceso de validación, se rechazarán (parcialmente, en el caso de ofertas completamente divisibles y divisibles, o totalmente, en el caso de ofertas indivisibles y complejas) aquellas ofertas que resulten no compatibles con su programa final y los límites físicos de la unidad de programación, y/o no respeten la potencia máxima disponible de generación o de consumo comunicada. Todas las ofertas resultantes de este proceso de validación serán enviadas a la plataforma europea de RR.

Adicionalmente, a las ofertas les serán de aplicación las limitaciones de programa establecidas por seguridad del sistema, y vigentes en ese momento, para resolver las posibles restricciones técnicas en el sistema, indicándose:

- Si son ofertas disponibles para la asignación en la plataforma europea de RR, en caso de que éstas no se vean afectadas por las limitaciones de programa aplicadas por seguridad del sistema eléctrico peninsular español.

- Si son ofertas indisponibles (parcialmente, en el caso de ofertas completamente divisibles y divisibles, o totalmente, en el caso de ofertas indivisibles y complejas) para la asignación en la plataforma europea de RR, en el caso de que estas ofertas estén afectadas por limitaciones de programa, aplicadas por seguridad del sistema eléctrico peninsular español.

Las indisponibilidades comunicadas por los proveedores del servicio recibidas con una antelación inferior a 5 minutos respecto a la hora límite para el envío a la plataforma europea de RR de las ofertas de los proveedores de servicio, serán tenidas en cuenta tras el proceso de asignación de la plataforma europea de RR.»

ANEJO 3

Modificación del PO 3.8 Pruebas para la participación de las instalaciones en los procesos y servicios gestionados por el operador del sistema

Primero.

Se eliminan del apartado 3 Definiciones las siguientes definiciones:

«Potencia máxima de la instalación de generación, de la instalación de almacenamiento (en modo generación) o de la instalación híbrida; Potencia máxima de la instalación de demanda o de la instalación de almacenamiento (en modo consumo); y Mínimo técnico.»

Segundo.

Se modifica el apartado 4 Pruebas de control de producción de instalaciones de fuentes renovables, cogeneración y residuos, que queda redactado del siguiente modo:

«4.1 Consideraciones generales.

Estas pruebas se enmarcan en el proceso de validación del cumplimiento de instrucciones emitidas por el OS para todas las instalaciones de fuentes renovables, cogeneración y residuos (RCR), incluyendo hibridaciones de

instalaciones de tecnología RCR e hibridaciones de instalaciones de tecnología RCR con instalaciones de almacenamiento, y son de aplicación a aquellas instalaciones y agrupaciones de instalaciones que cumplan alguna de las siguientes condiciones:

a) Nuevas instalaciones o agrupaciones de las mismas con potencia instalada superior a 5 MW con obligación de adscripción a un centro de control según el RD 413/2014, de 6 de junio, que por primera vez se adscriban a un centro de control.

b) Instalaciones o agrupaciones de las mismas con potencia instalada inferior o igual a 5 MW que por primera vez se adscriban a un centro de control para participar en la prestación de servicios de balance potestativos del sistema a través de una unidad física con localización eléctrica específica, de acuerdo a lo especificado en el anexo II del PO 3.1.

c) Instalaciones o agrupaciones de las mismas con obligación de adscripción a un centro de control según el RD 413/2014, de 6 de junio, que cambien de centro de control al que se encuentren adscritas.

d) Instalaciones adscritas a un centro de control que modifiquen los equipos principales de sus módulos de generación mediante la sustitución o modernización de los mismos, cuando dicha sustitución o modificación afecte a un porcentaje superior al 70 % de la potencia instalada de la instalación. En el caso de agrupaciones, solo deberán realizar las pruebas de control de producción aquellas instalaciones que incluyan módulos de generación cuyos equipos principales hayan sido modificados. A estos efectos, se tendrá en cuenta el carácter acumulativo de las sustituciones o modernizaciones que tengan lugar a partir del 19 de enero de 2021.

e) Instalaciones adscritas a un centro de control que amplíen en más de un 20 % su potencia máxima. En el caso de agrupaciones, solo deberán realizar las pruebas de control de producción aquellas instalaciones que hayan modificado su potencia máxima. A estos efectos, se tendrá en cuenta el carácter acumulativo de los incrementos de la capacidad que tendrán lugar a partir del 19 de enero de 2021.

Estas instalaciones y agrupaciones deberán realizar las pruebas de control de producción mediante el seguimiento de consignas emitidas por el OS a nivel de instalación o agrupación, conforme a lo establecido en el PO 8.2.

Adicionalmente, las instalaciones RCR, incluyendo hibridaciones de instalaciones de tecnología RCR e hibridaciones de instalaciones de tecnología RCR con instalaciones de almacenamiento, o agrupaciones de las mismas, de potencia instalada superior a 1 MW e inferior o igual a 5 MW podrán realizar las pruebas de control de producción de manera voluntaria, con el objetivo de habilitarse para la recepción de consignas de potencia activa a través de un centro de control de generación y demanda.

Las solicitudes de realización de estas pruebas se realizarán conforme a lo indicado en el anexo II de este procedimiento de operación.

Las pruebas de control de producción se efectuarán a partir de la fecha solicitada por el centro de control de generación y demanda de la instalación o agrupación solicitante, y tanto su inicio como su desarrollo y finalización estarán condicionados en todo momento al adecuado mantenimiento de las condiciones de seguridad necesarias para el correcto funcionamiento del sistema eléctrico.

Las instalaciones y agrupaciones que hayan superado las pruebas de control de producción previamente a la aprobación de este procedimiento de operación no tendrán obligación de realizarlas de nuevo, a excepción de cumplir alguna de las condiciones previstas en los apartados c), d) y e) anteriores.

4.2 Descripción de las pruebas.

Las pruebas de control de producción consistirán en el envío de consignas por parte del OS hasta el centro de control al que se encuentre adscrita la instalación o agrupación solicitante, y en la comprobación por parte del OS del cumplimiento por parte de la instalación o agrupación de las consignas emitidas.

Antes de comenzar las pruebas, deberá comprobarse la integridad del enlace entre el centro de control del OS y el centro de control al que se encuentre adscrita la instalación o agrupación, así como la correcta transmisión de la información entre ambos centros de control.

El protocolo de pruebas de control de producción que deberán superar las instalaciones o agrupaciones de instalaciones que cumplan la condición a), b), d) o e) del apartado 4.1 será el siguiente:

1. Deberá determinarse el punto de funcionamiento de la instalación o agrupación en el momento inmediatamente anterior al comienzo de las pruebas.

2. Sin previo aviso al centro de control, el OS emitirá una consigna de potencia con motivo 6⁽²⁾, a través del enlace ordenador-ordenador establecido entre los centros de control, que deberá alcanzarse en un tiempo inferior a 15 minutos. El valor de dicha consigna será inferior a la potencia de producción de la instalación o agrupación determinada en el punto 1 y se mantendrá durante al menos 15 minutos, de manera que el OS pueda comprobar la capacidad de cumplimiento y mantenimiento de consigna de la instalación o agrupación.

⁽²⁾ Pruebas.

3. Tras esto, el OS emitirá una nueva consigna de valor inferior al anteriormente enviado, en la forma descrita en el punto 2.

4. A continuación, el OS emitirá una nueva consigna de potencia 0 con motivo 0⁽³⁾ para la instalación o agrupación, en la forma descrita en el punto 2. El OS mantendrá el valor de dicha consigna durante al menos 5 minutos, de manera que pueda comprobar que la instalación o agrupación no sigue la consigna, al tratarse de una consigna no válida, y que cumple y mantiene la última consigna válida enviada por el OS.

⁽³⁾ Ausencia de limitación.

5. Finalmente, se liberarán las consignas a potencia máxima, momento en el que se darán por finalizadas las pruebas.

Se considerará que la instalación o agrupación ha superado las pruebas de control de producción si cumple:

a) La instalación o agrupación ha alcanzado los valores de consigna de potencia con motivo 6 emitidos por el OS en un tiempo inferior a 15 minutos,

b) La instalación o agrupación ha mantenido la limitación de consigna de potencia con motivo 6 durante el total del tiempo que dicha consigna ha estado activa,

c) Tras la emisión de la consigna de potencia 0 con motivo 0, la instalación o agrupación ha cumplido con la última consigna válida emitida por el OS a través del enlace ordenador-ordenador durante el tiempo en que la consigna de potencia 0 con motivo 0 ha estado activa.

El protocolo de pruebas de control de producción que deberán superar las instalaciones y agrupaciones de instalaciones que cumplan la condición c) del apartado 4.1 será el siguiente:

1. Deberá determinarse el punto de funcionamiento de la instalación o agrupación en el momento inmediatamente anterior al comienzo de las pruebas.
2. Sin previo aviso al centro de control al que esté adscrita la instalación o agrupación, el OS emitirá una consigna de potencia con motivo 6, a través del enlace ordenador-ordenador establecido entre los centros de control. El valor de dicha consigna será superior a la potencia de producción de la instalación o agrupación determinada en el punto 1.
3. En un tiempo inferior a 15 minutos desde la emisión de la consigna por parte del OS, el centro de control al que esté adscrita la instalación o agrupación deberá establecer contacto telefónico con el OS para informar de la recepción de la consigna indicando el valor recibido. El OS verificará que el valor indicado es el correcto.
4. Sin previo aviso al centro de control y dentro de los 30 minutos siguientes, el OS emitirá una consigna de potencia con motivo 6, a través del enlace ordenador-ordenador establecido entre los centros de control. El valor de dicha consigna será superior al primer valor de consigna enviado.
5. En un tiempo inferior a 15 minutos desde la emisión de la consigna por parte del OS, el centro de control al que esté adscrita la instalación o agrupación deberá establecer contacto telefónico con el OS para informar de la recepción de la consigna indicando el valor recibido. El OS verificará que el valor indicado es el correcto.
6. Se liberarán las consignas a potencia máxima, momento en el que se darán por finalizadas las pruebas.

Se considerará que la instalación o agrupación ha superado las pruebas de control de producción si cumple:

- a) El centro de control al que está adscrita la instalación o agrupación que realiza las pruebas contacta telefónicamente con el OS en un tiempo inferior a 15 minutos desde que el OS emite de la consigna, y
- b) El valor de consigna que dicho centro de control transmite al OS es el mismo que el enviado por el OS a través del enlace ordenador-ordenador.

4.3 Validación mensual de la adscripción a un centro de control.

La superación de las pruebas de control de producción, conforme a lo indicado en el apartado 4.2, supone la adscripción a un centro de control para las instalaciones con dicha obligación conforme al Real Decreto 413/2014. El OS deberá validar mensualmente si las instalaciones obligadas a la adscripción a un centro de control han cumplido los plazos para la superación de las pruebas de control de producción según se indica a continuación:

- Para instalaciones nuevas que cumplan la condición a) del apartado 4.1 o instalaciones existentes que cumplan las condiciones d) o e) de dicho apartado, se considera que una instalación incurre en incumplimiento desde la fecha de emisión de la Aprobación de Puesta en Servicio para pruebas preoperacionales de funcionamiento (APESp) conforme al Real Decreto 647/2020 o la fecha de alta del CIL en el Sistema de Medidas Eléctricas en caso de no tener la obligación de disponer de APESp.
- Para instalaciones existentes que ya dispongan de APESp y que cumplan la condición a) del apartado 4.1 anterior porque comienzan a formar parte de una agrupación con una potencia instalada superior a 5 MW, se considera que

una instalación incurre en incumplimiento desde la fecha que el GRD comunique al OS en la que la instalación comienza a formar parte de la agrupación.

– Para instalaciones existentes que cumplan la condición c) del apartado 4.1 anterior, se considera que una instalación incurre en incumplimiento desde la fecha de baja del centro de control saliente.

La evaluación del cumplimiento se realizará determinándose si existe incumplimiento de forma mensual en el cierre de medidas M+1.

La publicación de incumplimientos tendrá en consideración lo establecido en el apartado 11.3 del procedimiento de operación 9.2.

4.4 Penalizaciones.

El incumplimiento por parte de una instalación de la obligación de adscripción a un centro de control en las condiciones indicadas en este procedimiento conllevará, a partir del cuarto mes de incumplimiento, una penalización mensual fija de 60 euros, incrementada en 15 euros por cada MW de potencia instalada de cada instalación (o, en caso de instalaciones híbridas, de cada módulo de generación de electricidad o instalación de almacenamiento que forme parte de la instalación híbrida).»

Tercero.

Se modifica el apartado 8 Funcionamiento de las instalaciones durante la fase de pruebas preoperacionales, que queda redactado del siguiente modo:

«8.1 Requisitos previos.

Las pruebas preoperacionales de funcionamiento de instalaciones que lleven asociada la conexión de instalaciones de producción, incluyendo hibridaciones, o instalaciones de almacenamiento a la red de transporte, o bien a la red de distribución, y con independencia de que den lugar o no a entregas de energía al sistema eléctrico, deberán ser previamente aprobadas por el OS mediante la Aprobación de Puesta en Servicio para pruebas (APESp), conforme al Real Decreto 647/2020.

8.2 Fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento.

8.2.1 Comunicación al OS del plan de pruebas previsto por el grupo.

Con independencia de que la instalación participe o no directamente en el mercado para gestionar sus entregas de energía durante la fase de pruebas preoperacionales, el centro de control de generación y demanda a través del cual la instalación de producción intercambie la información en tiempo real con el OS deberá comunicar al OS, si la instalación está conectada a la red de transporte o si su potencia instalada es superior a 50 MW y está conectada a la red de distribución, y también al distribuidor, cuando la instalación esté conectada a la red de distribución, con carácter semanal, antes de la hora de cierre de mercado diario de cada viernes y para el horizonte que abarca toda la semana siguiente (de sábado a viernes, inclusive), el programa previsto para la ejecución de las pruebas preoperacionales de funcionamiento, en el que se detalle:

- Previsión de producción para cada horizonte de programación.
- Fecha y hora prevista de inicio de cada prueba.
- Información general sobre el tipo de pruebas que está previsto realizar.
- Programa de pruebas: energía prevista en cada periodo de programación.
- Fecha y hora prevista de finalización de cada prueba.

– Consecuencias que se derivarían de un posible requerimiento de modificación del programa de pruebas previsto, para la solución de restricciones técnicas, sobre el propio programa de pruebas y su incidencia en la fecha prevista de inicio de la operación comercial del grupo.

El centro de control de generación y demanda a través del cual la instalación de producción intercambie la información en tiempo real con el OS, deberá comunicar al OS a la mayor brevedad posible, todas aquellas modificaciones que afecten a la previsión de producción y al plan semanal de pruebas previamente comunicado.

En particular, y con independencia de que haya gestionado o no sus programas de entrega de energía en el mercado diario, el centro de control de generación y demanda a través del cual la instalación de producción en fase de pruebas preoperacionales intercambie la información en tiempo real con el OS deberá facilitar al OS la información actualizada de las previsiones de entrega de energía a la red para el día D antes de la hora límite establecida para la publicación del PDBF.

Esta información deberá ser remitida conforme a los medios establecidos en el anexo II de este procedimiento de operación.

8.2.2 Comunicación de desvíos e indisponibilidades.

Todas las instalaciones de producción en fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento, una vez que hayan finalizado satisfactoriamente las pruebas de funcionamiento continuo a plena carga durante 100 horas u otras pruebas para determinar su potencia bruta y su potencia neta en caso de que resulte de aplicación conforme a la normativa vigente, deberán comunicar al OS todas aquellas indisponibilidades de potencia activa y/o de potencia reactiva que afecten o puedan afectar a su capacidad de generación.

8.2.3 Participación de las instalaciones de producción durante la fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento en los procesos de operación del sistema.

8.2.3.1 Proceso de solución de restricciones técnicas.

La participación en el proceso de solución de restricciones técnicas de las instalaciones de producción de tecnología térmica con potencia instalada mayor de 100 MW o las instalaciones correspondientes a unidades de gestión hidráulica que se encuentren en fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento, seguirá los siguientes criterios:

– Participación en la fase 1 del proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF: modificación del programa PDBF por criterios de seguridad. En esta fase 1, para la resolución de las restricciones técnicas identificadas en el PDBF, el OS podrá aplicar limitaciones de producción mínima, de acuerdo con el procedimiento de operación de restricciones técnicas, sobre el programa de producción de aquellas instalaciones en fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento que hayan presentado oferta de restricciones de venta de energía, que representen un aumento de la energía programada en el PDBF para dicha unidad.

Si en esta fase 1 del proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF, resultase necesario reducir producción para la solución de las restricciones identificadas, estas modificaciones no afectarán al programa de producción, o a la previsión de entregas de energía comunicada para los grupos que estén realizando pruebas preoperacionales de funcionamiento, siempre y cuando existan otros medios para resolver las restricciones técnicas identificadas.

En caso de que no se disponga de otros medios para la solución de las restricciones técnicas del PDBF, por razones de seguridad del sistema el OS procederá a solicitar, en primer lugar, la reducción de la producción de aquellas instalaciones en fase de pruebas preoperacionales que hayan comunicado únicamente previsiones de entregas de energía, y no programas específicos de producción establecidos mediante participación en el mercado de producción y/o contratación bilateral. Cuando la anterior reducción de producción no sea suficiente, el OS procederá a aplicar también limitaciones de producción máxima sobre los programas de producción de las instalaciones de producción en fase de pruebas preoperacionales que hayan presentado una oferta de restricciones para la reducción de su programa, y por último, sobre los programas de producción de las instalaciones en fase de pruebas preoperacionales que no hayan presentado dicha oferta, si bien, en ambos casos, estas limitaciones no generarán redespachos de energía, salvo en tiempo real, en caso de mantenerse aplicadas estas limitaciones de seguridad por persistir las condiciones desfavorables.

Para la aplicación de estas limitaciones de producción máxima, en caso de verse afectado más de un grupo en fase de pruebas preoperacionales con programa de producción que haya presentado una oferta específica de restricciones para la reducción de su programa de producción, el OS tendrá en cuenta el orden de mérito de las ofertas de compra de energía presentadas para la solución de restricciones técnicas. Cuando coincidan varias ofertas al mismo precio o más de un grupo en fase de pruebas preoperacionales que no haya presentado oferta, el OS tendrá en cuenta la fase concreta de pruebas en la que se encuentre cada uno de estos grupos y los planes de pruebas comunicados, al objeto de aplicar aquella solución de restricciones que lleve asociado la menor perturbación posible de los programas de pruebas comunicados para estos grupos.

– Participación en la fase 2 del proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF: reequilibrio de producción y demanda. En esta fase 2 participarán aquellas instalaciones de producción en fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento que hayan presentado oferta de restricciones técnicas, conforme al procedimiento de operación de restricciones técnicas.

– Solución de restricciones técnicas en tiempo real: en caso de que, ante situaciones de emergencia o por razones de urgencia, no existan recursos de generación disponibles en el sistema para resolver las restricciones técnicas identificadas, el OS podrá solicitar a las instalaciones de producción en fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento, el incremento o la reducción de su programa de producción, utilizando para ello las ofertas específicas de restricciones presentadas por dichas instalaciones y, en su defecto, en aplicación del mecanismo excepcional de resolución establecido en los procedimientos de operación.

Para la aplicación de este mecanismo, en caso de verse afectado más de un grupo en fase de pruebas preoperacionales, el OS tendrá en cuenta las ofertas de restricciones que hayan sido presentadas para dichas instalaciones y el orden de mérito de las mismas, y en su defecto o cuando coincidan más de una oferta al mismo precio, la fase concreta de pruebas en que se encuentre cada uno de estos grupos y los planes de pruebas comunicados, al objeto de aplicar aquella solución que lleve asociada la menor perturbación posible de los programas de pruebas comunicados para estos grupos.

En caso de que puedan participar varias instalaciones de producción en fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento y no hayan presentado oferta específica de restricciones, el OS procederá a modificar prioritariamente los programas de producción de aquellas instalaciones que hayan presentado la correspondiente oferta de restricciones.

Las instalaciones de producción correspondientes al resto de tecnologías seguirán los criterios generales establecidos por el proceso de solución de restricciones técnicas de acuerdo con el P.O. 3.2 durante su fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento. En estos casos, el plan de pruebas previsto y comunicado al OS conforme al apartado 8.2.1 de este procedimiento de operación no serán eximentes de la aplicación de las soluciones necesarias relacionadas con restricciones técnicas identificadas en cualquier horizonte de programación.

8.2.3.2 Participación en los servicios de balance y/o en el servicio de control de tensión.

Las instalaciones de producción en fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento podrán participar en los servicios de balance y en el servicio de control de tensión, así como integrarse en un proveedor del servicio de regulación secundaria antes de estar inscritos con carácter definitivo en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica, a no ser que, por razones de seguridad del sistema, el OS determine lo contrario.»

ANEJO 4

Modificación del PO 4 Gestión de las interconexiones internacionales

Primero.

Se modifica la definición 3.3, que queda redactada del siguiente modo:

«3.3 Programa de intercambio: Energía programada en valores de MWh con un máximo de tres cifras decimales que es intercambiada por dos sistemas eléctricos interconectados en cada período de programación y acordada por los operadores de los sistemas eléctricos respectivos.»

ANEJO 5

Modificación del PO 14.3 Garantías de pago

Primero.

Se modifica el apartado 7.1 Instrumentos válidos para la constitución de garantías, que queda redactado del siguiente modo:

«La constitución de las garantías deberá realizarse a favor del operador del sistema mediante uno o varios de los siguientes instrumentos:

a) Depósitos en efectivo en la cuenta designada por el operador del sistema. El operador del sistema podrá invertir el efectivo existente en dicha cuenta. Los intereses devengados en esta cuenta, sean positivos o negativos, u otros cargos que aplique la entidad bancaria por los saldos en efectivo, menos los posibles costes de la misma y menos un máximo de 0,25 % que podrá conservar el operador del sistema en concepto de comisión de gestión, se trasladarán a los Sujetos que hayan aportado los depósitos en efectivo. El operador del sistema realizará las retenciones oportunas de acuerdo con la legislación vigente.

Si la entidad bancaria depositaria fuese declarada en situación concursal, incurriera en fraude o incumplimiento, o hubiera quedado sin efecto la autorización administrativa para el ejercicio de su actividad, el operador del sistema designará una nueva cuenta en otra entidad bancaria. El Sujeto que tuviera un importe de garantías en efectivo depositadas en la entidad anterior deberá sustituir estas garantías por otra, bien de la misma modalidad, que tendrá que depositar en la nueva cuenta designada por el operador del sistema, o bien de otra de las

modalidades recogidas en este Procedimiento de Operación. En todo caso, las nuevas garantías depositadas, ya sea en efectivo o a través de otras modalidades, deberán estar constituidas en un plazo máximo de siete días desde la comunicación por el operador del sistema de la nueva cuenta designada para el depósito de las garantías en efectivo.

b) Aval o fianza de carácter solidario prestado por banco, caja de ahorros o cooperativa de crédito, que no pertenezca al grupo del Sujeto avalado o afianzado, a favor del operador del sistema, en que el avalista o fiador reconozca que su obligación de pago en virtud del aval es a primer requerimiento, totalmente abstracta, sin que el avalista o fiador pueda oponer excepción alguna para evitar el pago al beneficiario y, en especial, ninguna dimanante de las relaciones subyacentes entre el avalista o fiador y el Sujeto avalado o afianzado. El operador del sistema podrá establecer un modelo para formalizar esta garantía.

En caso de presentación de un aval o fianza solidaria otorgado por una entidad de crédito no residente, el operador del sistema podrá rechazar el aval o solicitar previamente a la aceptación del aval o fianza una opinión legal sobre la validez y ejecutabilidad de la garantía en el país donde se haya concedido el aval o fianza. El coste de esta opinión legal será soportado por el Sujeto. En caso de ejecución del aval o de la fianza, los posibles costes de dicha ejecución irán a cargo del Sujeto.

Si la entidad avalista fuese declarada en situación concursal, incurriera en fraude o incumplimiento, hubiera quedado sin efecto la autorización administrativa para el ejercicio de su actividad, o bien su calificación crediticia hubiera quedado por debajo de la mínima exigible en el apartado 7.2, el Sujeto obligado a prestar garantía deberá sustituir dicha garantía por otra, de la misma modalidad o de otra de las recogidas en este Procedimiento de Operación, según lo dispuesto en dicho apartado. En todo caso, las nuevas garantías, depositadas a través de cualquier modalidad, deberán estar constituidas en un plazo máximo de siete días desde la comunicación por el operador del sistema de la necesidad de sustitución de las garantías depositadas a través de la entidad avalista.

El pago con cargo a la garantía ejecutada deberá efectuarse de tal forma que el operador del sistema pueda hacerla efectiva a primer requerimiento con fecha valor no más tarde de dos días hábiles siguientes al de la fecha del requerimiento.

c) Autorización irrevocable de utilización, hasta el importe máximo de las obligaciones de pago contraídas en el periodo a liquidar, de una o varias líneas de crédito suscritas por el Sujeto.

Las líneas de crédito contempladas en el presente apartado tendrán carácter finalista debiendo ser utilizadas exclusivamente como líneas de pago o de cobertura en garantía de obligaciones contraídas en virtud de las obligaciones de pago del Sujeto respecto de las liquidaciones del operador del sistema, debiendo tener un importe mínimo disponible en cada momento equivalente a la garantía de operación básica y adicional y, en su caso, al importe adicional correspondiente a la garantía excepcional, exigidas al Sujeto por el operador del sistema.

Si la entidad financiera que presta la línea de crédito fuese declarada en situación concursal, incurriera en fraude o incumplimiento, hubiera quedado sin efecto la autorización administrativa para el ejercicio de su actividad, o bien su calificación crediticia hubiera quedado por debajo de la mínima exigible en el apartado 7.2, el Sujeto obligado a prestar garantía deberá sustituir dicha garantía por otra, de la misma modalidad o de otra de las recogidas en este Procedimiento de Operación. En todo caso, las nuevas garantías, depositadas a través de cualquier modalidad, deberán estar constituidas en un plazo máximo de siete días desde la comunicación por el operador del sistema de la necesidad de sustitución de las garantías depositadas a través de la entidad que presta la línea de crédito.

d) Cesión de los futuros cobros pendientes de pago de las liquidaciones realizadas por el operador del sistema que el Sujeto que resulte acreedor como

resultado de las liquidaciones que el operador del sistema haga a favor de los Sujetos deudores, siempre que esta cesión se realice de acuerdo con el modelo admitido por el operador del sistema, sea aceptada por el operador del sistema y el Sujeto que cede sus futuros cobros tenga un saldo acreedor en las liquidaciones previas de acuerdo a lo establecido en el apartado 12. Con independencia de la cantidad que el Sujeto cedente pueda hacer constar en el documento de cesión, la cantidad reconocida y, por tanto, válida para constituir las garantías exigidas, será la menor entre la que consta en el documento y el máximo que se establece en el apartado 12.

La constitución de garantías mediante cesión de futuros cobros pendientes de pago podrá realizarse sin perjuicio de lo dispuesto en el apartado 10.1.

e) Certificado de Seguro de Caucción solidario prestado por entidad aseguradora que no pertenezca al grupo del Sujeto tomador del seguro, a favor del operador del sistema, como asegurado, en el que el asegurador reconozca que su obligación de pago en virtud del mismo es a primer requerimiento, totalmente abstracta, sin que el asegurador pueda oponer excepción alguna para evitar el pago al operador del sistema y, en especial, ninguna dimanante de las relaciones subyacentes entre el asegurador y el Sujeto tomador del seguro. En particular, la falta de pago de la prima no dará derecho al asegurador a resolver el contrato ni este quedará extinguido, ni la cobertura del asegurador suspendida, ni éste liberado de su obligación caso de que se produzca el incumplimiento en el pago por parte del Sujeto tomador del seguro. El operador del sistema podrá establecer un modelo para formalizar esta garantía.

En caso de presentación de un certificado de seguro de caución solidario otorgado por una entidad aseguradora no residente, el operador del sistema podrá rechazar el certificado o solicitar previamente a la aceptación del certificado de seguro de caución una opinión legal sobre la validez y ejecutabilidad de la garantía en el país donde se haya concedido el seguro de caución. El coste de esta opinión legal será soportado por el Sujeto tomador del seguro. En caso de ejecución del certificado, los posibles costes de dicha ejecución irán a cargo del Sujeto tomador del seguro.

Si la entidad aseguradora fuera declarada en situación concursal, incurriera en fraude o incumplimiento, hubiera quedado sin efecto la autorización administrativa para el ejercicio de su actividad, o bien su calificación crediticia hubiera quedado por debajo de la mínima exigible en el apartado 7.2, el Sujeto obligado a prestar garantía deberá sustituir dicha garantía por otra, de la misma modalidad o de otra de las recogidas en este Procedimiento de Operación, según lo dispuesto en dicho apartado. En todo caso, las nuevas garantías, depositadas a través de cualquier modalidad, deberán estar constituidas en un plazo máximo de siete días desde la comunicación por el operador del sistema de la necesidad de sustitución de las garantías depositadas a través de la entidad aseguradora.

El pago con cargo a la garantía ejecutada deberá efectuarse de tal forma que el operador del sistema pueda hacerla efectiva a primer requerimiento con valor no más tarde de dos días hábiles siguientes al de fecha de requerimiento.»

Segundo.

Se modifican los dos primeros párrafos del apartado 7.2 Calificación mínima exigible, que quedan redactados del siguiente modo:

«El operador del sistema podrá rechazar o limitar avales, fianzas, líneas de crédito o seguros de caución si la entidad bancaria avalista o, en su caso, la entidad aseguradora no alcanza una calificación crediticia (rating) mínima – otorgada por al menos una de las siguientes agencias de calificación: Standard&Poors, Moody's o Fitch– equivalente a la correspondiente otorgada por la misma agencia de calificación a la deuda del Reino de España, vigente en cada

momento, menos un nivel. Si la entidad bancaria avalista o aseguradora tiene calificación otorgada por más de una agencia de calificación, se tomará como referencia la segunda mejor calificación.

La calificación crediticia considerada según el párrafo anterior podrá estar por debajo de la deuda del Reino de España menos un nivel siempre que como mínimo tenga una calificación «investment grade» otorgada por la misma agencia de calificación.»

Tercero.

Se modifica el apartado 13.3, que queda redactado del siguiente modo:

«13.3 Situación de insolvencia de un Sujeto de Liquidación.

En el caso de que un Sujeto de Liquidación entrara o estuviera en un estado de insolvencia probable, inminente o actual, de acuerdo con lo establecido en la Ley Concursal, deberá comunicarlo de inmediato al operador del sistema. El operador del sistema podrá exigirle una garantía complementaria e incluso podrá acordar su suspensión provisional como Sujeto del Mercado y de los Despachos. Una vez acordada la suspensión, se dará cuenta de ello a la CNMC y al Ministerio. Una vez acordada la suspensión provisional, el operador del sistema podrá realizar una liquidación excepcional en los términos establecidos en el PO 14.1. En todo caso, no se admitirán altas de Sujetos de Mercado o de Despachos ni de Sujetos de Liquidación que se encuentren en situación de insolvencia probable, inminente o actual. A las garantías constituidas mediante depósitos en efectivo por un Sujeto de Liquidación en concurso se les aplicará la excepción establecida en el artículo 154.3 del Real Decreto Legislativo 1/2020, de 5 de mayo, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley Concursal.»