

RESOLUCIÓN POR LA QUE SE APRUEBA LA ADAPTACIÓN DE LOS PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN DEL SISTEMA A LAS CONDICIONES RELATIVAS AL BALANCE APROBADAS POR RESOLUCIÓN DE LA CNMC DE 11 DE DICIEMBRE DE 2019

Nº Expediente: DCOOR/DE/004/20

SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidente

D. Ángel Torres Torres

Consejeros

D. Mariano Bacigalupo Saggese

D. Bernardo Lorenzo Almendros

D. Xabier Ormaetxea Garai

D^a. Pilar Sánchez Núñez

Secretario

D. Joaquim Hortalà i Vallvé

En Madrid, a 10 de diciembre de 2020

La Sala de la Supervisión Regulatoria, de acuerdo con la función establecida en el artículo 7.1.c de 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 y desarrollada a través 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, y en cumplimiento de lo establecido en el artículo 5.1 de dicha circular, acuerda emitir la siguiente resolución:

ANTECEDENTES DE HECHO

Primero. La Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, modificada por el Real Decreto-Ley 1/2019, en su artículo 7, acerca de la supervisión y control en el sector eléctrico y en el sector del gas natural, determina en su apartado primero la potestad de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia de establecer, mediante circular, las metodologías relativas a la prestación de servicios de balance y de no frecuencia del sistema eléctrico que, desde el punto de vista de menor coste, de manera justa y no discriminatoria proporcionen incentivos adecuados para que los usuarios de la red equilibren su producción y consumo.

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.

La Circular 3/2019, en su artículo 5, establece que el operador del sistema deberá elaborar las propuestas necesarias para el desarrollo de la regulación europea. Asimismo, en su artículo 19 establece que el operador del sistema será responsable de la gestión de los mercados de servicios de balance prestados por los proveedores de estos servicios para garantizar el adecuado equilibrio entre la generación y la demanda, y la seguridad y la calidad del suministro eléctrico. También según este mismo artículo será responsable el operador del sistema de la liquidación a los proveedores de los volúmenes activados de energía de balance, la liquidación de los intercambios de energía con otros operadores, así como de la liquidación de los desvíos a cada sujeto de liquidación responsable del balance. Todo ello, según lo dispuesto 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.

Segundo. El artículo 18 del Reglamento (UE) 2017/2195 establece que los gestores de la red de transporte de cada estado miembro elaborarán una propuesta relativa a las condiciones aplicables a los proveedores de servicios de balance y las condiciones aplicables a los sujetos de liquidación responsables del balance. En el caso del sistema eléctrico español, dichas condiciones fueron aprobadas por la CNMC con fecha 11 de diciembre de 2019 y publicadas en el BOE el 23 de diciembre de 2019.

De acuerdo con el Reglamento (UE) 2017/2195, estas Condiciones deberán estar implementadas antes de transcurridos 12 meses desde su aprobación, para lo que se requiere la adaptación a las mismas de los procedimientos de operación del sistema. A tal fin, en el artículo 30.2 de las Condiciones relativas al balance se estableció un requerimiento al operador del sistema, solicitándole una propuesta de adaptación de los procedimientos de operación y en particular a: los artículos 7.1, 8.3, 8.5, 11.3 y 25.1; la participación de la demanda en los servicios de balance; los artículos 9.2e y 9.4, en lo relativo a las pruebas para el procedimiento de habilitación para la provisión de los servicios de balance; y los artículos 20.3 y 20.4, relativos al cambio de programas de los BRP.

Tercero. El operador del sistema sometió a consulta pública, a través de su web, su propuesta de adaptación de los procedimientos, desde el 23 de marzo hasta el 30 de abril de 2020. Adicionalmente, el operador del sistema celebró tres seminarios web a lo largo del mes de abril sobre el contenido de la propuesta, al objeto de aclarar dudas y facilitar la participación de los sujetos interesados.

En fecha 8 de junio de 2020, tuvo entrada en la CNMC escrito del operador del sistema, por el que remitió la propuesta de adaptación de los procedimientos de

operación del sistema a las Condiciones relativas al balance, en cumplimiento de lo establecido en el artículo 5 de la Circular 2/2020, de 9 de enero. En concreto, se adjuntan los siguientes procedimientos de operación:

- P.O. 3.1. Proceso de programación
- P.O. 3.2. Restricciones técnicas
- P.O. 3.3. Activación de energías de balance procedentes del producto de reserva de sustitución (RR)
- P.O. 3.6. Comunicación y tratamiento de las indisponibilidades de las instalaciones de generación, demanda y almacenamiento
- P.O. 3.8. Pruebas para la participación de las instalaciones en los procesos y servicios gestionados por el operador del sistema
- P.O. 7.2. Regulación secundaria
- P.O. 7.3. Regulación terciaria
- P.O. 9.1. Intercambios de información relativos al proceso de programación
- P.O. 14.1. Condiciones generales del proceso de liquidación del operador del sistema
- P.O. 14.2. Admisión de sujetos en el mercado y datos necesarios durante su participación
- P.O. 14.4. Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema

El escrito se acompañó de un informe justificativo de los cambios incorporados en el texto de los procedimientos, así como de los comentarios de los sujetos interesados, recibidos por el operador del sistema durante el período de consulta pública de la propuesta, y las respuestas de dicho operador a las alegaciones de los sujetos, justificando las razones por las que se decide incorporar o no a los procedimientos cada uno de los comentarios recibidos.

Cuarto. Con fecha 31 de julio de 2020, 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 y al de Hidrocarburos la *Propuesta de resolución de la CNMC por la que se aprueba la adaptación de los procedimientos de operación a las Condiciones relativas al balance aprobadas por la CNMC el 11 de diciembre de 2019*. 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 hasta el 21 de septiembre.

Adicionalmente a los procedimientos cuya revisión proponía el operador del sistema, la CNMC incorporó en el trámite de consulta un procedimiento adicional, sobre suspensión y restablecimiento de las actividades del mercado, así como sendos cuestionarios sobre los requisitos para la constitución de las Unidades de Gestión Hidráulica y la necesidad de creación de una plataforma local para la publicación de información privilegiada. En este trámite, se recibieron comentarios

de 25 sujetos, entre empresas y asociaciones, procedentes tanto del sector eléctrico como del gasista.

Quinto. Con fecha 31 de julio de 2020, se remitió igualmente la propuesta de resolución a la Dirección General de Política Energética y Minas para que aportaran sus comentarios al respecto. Dicha Dirección General no formuló comentarios a la propuesta.

FUNDAMENTOS DE DERECHO

Primero. Habilitación competencial para aprobar este procedimiento

La Circular 3/2019, en su artículo 5, establece que el operador del sistema deberá elaborar las propuestas necesarias para el desarrollo de la regulación europea, entre otros, en lo relativo a la prestación de servicios de balance en el sistema eléctrico.

El objetivo principal de la propuesta de revisión de los procedimientos de operación PO 3.1, PO 3.2, PO 3.3, PO 3.6, PO 3.8, PO 7.2, PO 7.3, PO 9.1, PO 14.1, PO 14.2 y PO 14.4, presentada por el operador del sistema, es adaptar su contenido a las Condiciones relativas al balance, aprobadas por la CNMC el 11 de diciembre de 2019, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 18 del Reglamento (UE) 2017/2195.

Por otro lado, la Circular 3/2019, en su artículo 23, asigna a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia la función de aprobar los procedimientos de operación derivados del desarrollo de dicha circular.

Segundo. Síntesis de la adaptación que se aprueba mediante la presente resolución

Los procedimientos de operación que se aprueban mediante la presente resolución PO 3.1, PO 3.2, PO 3.3, PO 3.6, PO 3.8, PO 7.2, PO 7.3, PO 9.1, PO 14.1, PO 14.2 y PO 14.4, se modifican para adaptarlos a las Condiciones relativas al balance, aprobadas por la CNMC el 11 de diciembre de 2019, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 18 del Reglamento (UE) 2017/2195.

Adicionalmente al conjunto de procedimientos de operación anteriores, cuya revisión propone el operador del sistema, y por considerarse un complemento necesario para completar la adaptación de los procedimientos de operación del sistema a las Condiciones relativas al balance aprobada por la CNMC el 11 de diciembre de 2019, se crea un nuevo PO 3.9 sobre suspensión y restablecimiento de las actividades de mercado, al objeto de desarrollar el Título 4 de las Condiciones.

Los cambios introducidos frente a la regulación vigente son tanto de carácter general como específicos. Los cambios más relevantes son los siguientes:

1. Se incorpora en los procedimientos de operación la terminología empleada en:
 - Condiciones Relativas al Balance, aprobadas por Resolución de la CNMC de 11 de diciembre de 2019
 - Circular 3/2019 de la CNMC, de 20 de noviembre, por la que se establecen las metodologías que regulan el funcionamiento del mercado mayorista de electricidad y la gestión de la operación del sistema
 - Reglamento (UE) 2019/943 relativo al mercado interior de la electricidad (Reglamento MIE)
 - Reglamento (UE) 2017/1485 de la Comisión, de 2 de agosto de 2017, por el que se establece una Directriz sobre la gestión de la red de transporte de electricidad (Reglamento SO)
 - 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)
2. Se incorporan en los procedimientos todos los cambios necesarios para la participación de la demanda y el almacenamiento, en los términos reglamentariamente establecidos o que se establezcan, en los servicios de balance.
3. Se propone un nuevo procedimiento de operación específico (PO 3.8) que incluye, entre otras, las pruebas de habilitación para la participación en los mercados de balance, para las unidades de programación de generación, demanda y almacenamiento.

En este mismo procedimiento de operación se recoge la potestad de los Gestores de las Redes de Distribución (GRDs) de expresar su conformidad a la realización de las pruebas para la participación en los servicios de regulación secundaria, regulación terciaria y energías procedentes de reservas de sustitución, por parte de aquellas instalaciones de generación, demanda y almacenamiento conectadas a la red de distribución, en base a las condiciones recogidas en el Reglamento SO.

4. Se incorporan las condiciones de deshabilitación respecto a la prestación de los servicios de reservas de sustitución, regulación secundaria y regulación terciaria de las distintas unidades de programación o zonas de regulación, proveedoras de servicios de balance.

5. Se posibilitan los cambios de programa entre Sujetos de liquidación responsables del balance (BRP, por sus siglas en inglés), en coherencia con lo establecido en las Condiciones relativas al balance.
6. Se recoge la posibilidad de delegar contractualmente la responsabilidad del balance, de acuerdo con lo establecido en el reglamento MIE, según el cual todos los participantes en el mercado serán responsables de los desvíos que causen en el sistema o delegarán contractualmente esa responsabilidad. Se adapta la redacción de los procedimientos a las figuras del participante en el mercado (PM), el responsable del balance (BRP) y el proveedor de servicios de balance (BSP).
7. Se eliminan los límites de precios en los mercados de balance, en aplicación del Reglamento MIE y del Reglamento EB. Esta modificación permitirá presentar ofertas y obtener asignaciones de resultados en los mercados de balance con precios negativos. Asimismo, se incorporan las modificaciones necesarias con vistas a la eliminación de los límites de precios en los mercados de energía.
8. Se modifica respecto al PO 9 vigente la parte correspondiente a los intercambios de información con el operador del sistema ligados con el proceso de programación, quedando recogida en un nuevo PO 9.1.
9. Se incorpora explícitamente en el PO 3.2 la aplicación de medidas topológicas en la Red de Transporte para la resolución de restricciones técnicas, de acuerdo con el Reglamento SO.

Tercero. Consideraciones generales

Tercero.1 Sobre la adecuación de la propuesta de revisión de los procedimientos

La propuesta del operador del sistema responde al requerimiento realizado por la CNMC en el artículo 30 de la Condiciones relativas al balance aprobadas el pasado 11 de diciembre de 2019, relativo a la adaptación de los procedimientos de operación a dichas Condiciones. En particular, se solicitaba la revisión de los textos para facilitar la participación de la demanda en los servicios de balance, adaptar las pruebas para el procedimiento de habilitación para la provisión de los servicios de balance y regular los cambios de programas de los BRP. La propuesta ha contado con la participación activa de los sujetos interesados en todo el proceso, mediante grupos de trabajo y sesiones informativas¹, lo que ha garantizado la transparencia y la consideración de los comentarios de los sujetos desde el comienzo del desarrollo de la propuesta.

¹ El operador del sistema ha celebrado tres seminarios web los días 14, 16 y 22 de abril, antes de la finalización del plazo de consulta

No obstante lo anterior, tanto en el trámite de consulta pública llevado a cabo por el operador del sistema como en el trámite de información pública de esta Comisión, algunos sujetos interesados han manifestado su desacuerdo con varios aspectos de la propuesta, alegando que el nuevo marco regulatorio de los mercados de balance exige una flexibilidad mayor que la permitida actualmente para la organización de las unidades de programación y de los propios sujetos que operan en el mercado, mayor simplicidad y agilidad en los procesos de habilitación y nominación de programas, armonización en los límites de precio permitidos en los distintos productos y/o mercados, equilibrio entre las cargas que soportan generación y demanda, etc. Si bien algunas exigencias de los sujetos resultan razonables, no todas ellas fueron aceptadas por el operador del sistema y, en general, la CNMC comparte esa decisión.

A este respecto cabe señalar que, al igual que ya se indicara en el análisis de la propuesta de Condiciones, estos procedimientos de operación constituyen únicamente un punto de partida; la implementación del Reglamento EB, y en particular la utilización de las plataformas transfronterizas de balance, así como del Reglamento 943/2019, requerirá potenciar el carácter dinámico de la regulación, ya que se deberán abordar sucesivas adaptaciones de las normas nacionales, tanto de los procedimientos de operación como de la propias Condiciones relativas al balance.

Teniendo en cuenta que el impacto que estos cambios puede tener sobre nuestros mercados es muy elevado, se considera adecuado afrontar esta primera revisión de los procedimientos con un criterio de prudencia, evitando introducir cambios drásticos que no resulten necesarios a estas alturas de la implantación. Muchas de las cuestiones que han quedado sin resolver en esta propuesta de POs, se podrán ir revisando posteriormente en los próximos años, a medida que se vaya avanzando en los hitos previstos en la hoja de ruta y se adquiera experiencia en el impacto de los cambios que se van implantado en los mercados de balance. Se podrán ir ajustando tanto detalles de la operativa como aspectos relevantes del diseño según se constaten ineficiencias y opciones de mejora.

Tercero.2 Sobre la apertura de los mercados de operación a la demanda, al almacenamiento y a la agregación independiente y la prioridad de despacho

En coherencia con las Condiciones relativas al balance, la propuesta de revisión de los procedimientos de operación tiene por objeto, entre otros, la apertura de los mercados de balance a la demanda y el almacenamiento.

Algunas figuras reconocidas en la regulación europea no pueden ser contempladas adecuadamente en esta revisión de los procedimientos de operación porque requieren desarrollo previo en la regulación nacional, como es el caso del agregador independiente, el almacenamiento y las tecnologías mixtas. Aunque ya las figuras han sido introducidas en la ley del sector eléctrico por el Real Decreto-Ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica, la trasposición completa de la

Directiva (UE) 2019/944 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, parece prudente esperar al desarrollo completo de las figuras antes de regular el detalle de su participación en los mercados de balance.

También se tendrán que abordar otras cuestiones adicionales tras la trasposición de la directiva antes citada, tales como la aplicabilidad de la prioridad de despacho de las tecnologías renovables. Al respecto de la prioridad de despacho, se han recibido comentarios solicitando su eliminación en el orden de los redespachos que prevé el apartado 6 del PO 3.2, con el argumento de que no se requiere esperar a la trasposición de la Directiva (UE) 2019/944, puesto que es el reglamento del mercado interior (Reglamento (UE) 2019/943) el que elimina la prioridad de despacho, siendo éste de directa aplicación en todos los estados miembros. Si bien es cierto que el artículo 12 del citado reglamento prevé la posibilidad de establecer prioridad de despacho solo para pequeñas instalaciones, esta posibilidad queda bajo la decisión del Estado miembro, por lo que esta Sala considera oportuno esperar un pronunciamiento al respecto en la regulación nacional de alto nivel antes de forzar una desaparición en los procedimientos de operación que podría ser transitoria.

Adicionalmente a la trasposición de la Directiva (UE) 2019/944, la participación efectiva de la demanda y el almacenamiento en los mercados de balance también requiere que se complete el desarrollo nacional de los códigos de red de conexión (Reglamento 2016/631 de requisitos de conexión de generadores a la red y Reglamento 2016/1388 por el que se establece un código de red en materia de conexión de la demanda) y de la directriz de operación del sistema (Reglamento (UE) 2017/1485 por el que se establece una directriz sobre la gestión de la red de transporte de electricidad).

Por otra parte, los sujetos han realizado varios comentarios en los trámites de consulta realizados, reflejando que la participación efectiva de la demanda, en las mismas condiciones que la generación, debería ir acompañada de la revisión de otras disposiciones regulatorias de aplicación, tales como los peajes de acceso y el reparto de los costes de los servicios de operación (restricciones técnicas, provisión de capacidad de balance, etc.). No obstante, estas cuestiones escapan del ámbito de estos procedimientos, por lo que tendrán que ser consideradas más adelante.

Otra cuestión ampliamente solicitada por los sujetos al operador del sistema es la apertura a la demanda de otros mercados de operación distintos del balance, en particular, restricciones técnicas y control de tensión. Esto también escapa del ámbito de la presente revisión de los procedimientos de operación, cuya finalidad es adaptarlos a las Condiciones relativas al balance que a su vez desarrollan el Reglamento (UE) 2195/2017, por lo que no procede abordarlo en estos momentos. Sin embargo, esta Sala comparte el interés de los sujetos en abrir dichos mercados a la demanda, lo que beneficiaría a la competencia y tendría un impacto positivo sobre los costes de la operación del sistema, además de ser acorde con lo dispuesto en el Reglamento 943/2019.

Comentar a este respecto que con fecha 24 de junio de 2020 la CNMC ha remitido a REE un oficio solicitándole la elaboración de una propuesta de Condiciones aplicables a los servicios de no frecuencia del sistema eléctrico peninsular español y a los redespachos por restricciones técnicas. La elaboración de este documento de Condiciones será semejante a la de las homólogas de balance y permitirá dotar al resto de servicios del sistema previstos en la Circular /2019, de 20 de noviembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en particular, la resolución de las restricciones técnicas y el control de la tensión, de una estructura regulatoria equivalente a la de los servicios de balance. También establecerá el marco para cumplir algunos preceptos del Reglamento 943/2019, como la apertura del mercado de restricciones a otras tecnologías o la eliminación de los límites de precio, así como de la directriz de operación del sistema, como la declaración de indisponibilidades de reactiva.

En el marco de elaboración de estas Condiciones para los servicios de no frecuencia, se solicita al operador del sistema que tenga en cuenta la necesidad antes comentada de revisar el reparto de los costes de los servicios y, en particular, su repercusión a toda la demanda. Esta necesidad deberá tenerla también en cuenta el operador del sistema en la próxima revisión de las Condiciones relativas al balance, especialmente en lo que respecta al coste de provisión de los recursos de balance (banda de secundaria, etc.). Igualmente habrá que revisar el criterio del reparto de los excedentes del desvío, que actualmente se repercute a la demanda, lo que podrá llevarse a cabo con la revisión del procedimiento de cálculo y liquidación de los desvíos para su adaptación a la metodología Imbalance Settlement Harmonization (ISH), recientemente aprobada por la agencia ACER (ver apartado Tercero.5).

Por último, algunos sujetos han solicitado que la prestación por la demanda de servicios de balance sea considerada en el punto frontera de conexión a la red y no en barras de central. Es cierto que la prestación en barras de central obliga a la demanda a considerar en sus ofertas, no solo las pérdidas estándares en la red sino una estimación de las pérdidas reales que resultarán de la liquidación definitiva de medidas, lo que no se exige a la generación, por lo que la prestación en el punto frontera sería un tratamiento más equitativo entre tecnologías. En este sentido, se comparte la preocupación de los sujetos en cuanto a que la existencia de un elevado error en la estimación de pérdidas² podría poner en riesgo la competitividad de la demanda, ya que los servicios de balance llevan asociados una penalización por incumplimiento. Hay que tener en cuenta que la energía asociada al ajuste de pérdidas reales representó en el último año móvil con cierre definitivo de medidas,

² De acuerdo con el Real Decreto 216/2014, a efectos de liquidación en el mercado para elevar a barras de central la demanda medida de los comercializadores y consumidores directos en mercado, se aplican unos coeficientes de liquidación horarios reales, calculados multiplicando un coeficiente de ajuste K a los coeficientes de pérdidas del BOE. El coeficiente de ajuste K es calculado por el operador del sistema de manera que la energía generada sea igual a la demanda elevada a barras de central. Es decir, el K "corrige" los coeficientes del BOE para que las pérdidas liquidadas sean exactamente las pérdidas medidas.

un 2,3%³ de la demanda en punto frontera y el error que podría cometer un comercializador al estimar dicho ajuste, podría estar en el entorno del 1,1%⁴ de su demanda, en términos medios, de acuerdo con las estimaciones realizadas durante el último año móvil por el operador del sistema⁵.

No obstante, la propuesta del operador del sistema es coherente con el tratamiento de la demanda en el resto de mercados de energía, así como en el cálculo del desvío por lo que cualquier otro planteamiento tendría un difícil encaje en el diseño de mercado actual. Adicionalmente, hay que recordar que 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, contempla una actualización de los coeficientes de pérdidas estándares más ajustados a las pérdidas reales, por lo que el impacto del coeficiente de ajuste de pérdidas tendrá un menor impacto una vez entre en vigor dicha circular⁶.

Por otra parte, está previsto el desarrollo del análisis del cumplimiento de la provisión de servicio de balance a partir de datos de telemida y no de medidas de contador, una vez que se pase en Q2-2020 a la participación cuarto-horaria en mercados de balance, así como la participación del agregador independiente de demanda en los mercados eléctricos, lo que tendrá impacto en el modelo de cálculo de la penalización por la prestación del servicio.

Por todo ello, se considera adecuado mantener la propuesta del operador del sistema, al menos temporalmente, a la espera de estos desarrollos. Mientras tanto, se vigilará el impacto para la demanda de la prestación del servicio de balance en barras de central y, en particular, que no sea una barrera de entrada para la demanda. El operador del sistema informa periódicamente a la CNMC sobre los resultados de los servicios de ajuste, y en este contexto, se podrá analizar el grado en que el factor de las pérdidas suponga una causa de incumplimiento del servicio y, en caso de estimarlo conveniente, se podrá revisar la disposición.

Tercero.3 Sobre la aplicación de limitaciones de operador dominante al BRP

La figura del representante de instalaciones de generación fue introducida en la regulación española del sector eléctrico con el objeto, entre otros, de permitir a las

³ Calculado como media aritmética horaria del % Abs(Pérdidas liquidadas – pérdidas estándares calculadas con coeficientes BOE) / Medida en Punto Frontera, para el periodo último disponible con cierre definitivo de medidas: agosto de 2018 a julio de 2019

⁴ Calculadas como la media aritmética horaria del % Abs(Pérdidas liquidadas - pérdidas estimadas con los coeficientes estimados por el OS) / Medida en Punto frontera para el periodo último disponible con cierre definitivo de medidas: agosto de 2018 a julio de 2019

⁵ El error mostrado corresponde a la estimación realizada por el operador del sistema, por lo que los sujetos podrían hacer una mejor previsión que el operador del sistema.

⁶ Así, con datos del año 2018, si bien el coeficiente de ajuste llega a representar en algún mes un 3,8% de la demanda, con los nuevos coeficientes de la Circular, el coeficiente de ajuste no supera el 2,2% en el mes con valores más altos.

tecnologías RECORE agruparse para participar en el mercado y compensar sus desvíos. La regulación europea crea posteriormente las figuras del agregador y el BRP con fines semejantes. La figura del BRP ha sido incorporada en la regulación española a través de las Condiciones relativas al balance y de la presente revisión de los procedimientos de operación del sistema.

El 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, estableció en su artículo 53- limitaciones legales a la figura del representante -en los siguientes términos:

“5. Sin perjuicio de lo previsto en los apartados 2 y 3, los operadores dominantes del sector eléctrico, determinados por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, así como las personas jurídicas participadas por alguno de ellos, sólo podrán actuar como representantes de instalaciones de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos de las que posean una participación directa o indirecta superior al 50 por ciento. Esta limitación debe ser aplicada, igualmente, a los contratos de adquisición de energía firmados entre los comercializadores del operador dominante y sus instalaciones con régimen retributivo específico. Se entiende que una empresa está participada por otra cuando se cumplan los criterios establecidos en el artículo 42 del Código de Comercio.

6. Sin perjuicio de lo previsto en los apartados 2 y 3, no podrán actuar como representantes de instalaciones de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos aquellas personas jurídicas para las que la cuota conjunta de participación en la oferta del mercado de producción en el último año sea superior al 10 por ciento, entendiéndose como tal la suma de la cuota del grupo de sociedades del sujeto representante y el sujeto representado, como vendedores en el mercado de producción. Estas características y limitación deben ser aplicadas, igualmente, a los contratos de adquisición de energía firmados entre los comercializadores no pertenecientes a los operadores dominantes y las instalaciones anteriormente citadas.

A estos efectos, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia publicará anualmente y en su página web el listado de aquellos cuya cuota de participación en la oferta del mercado de producción sea superior al 10 por ciento.”

Estas limitaciones tienen como finalidad garantizar la competencia efectiva en los mercados eléctricos, así como facilitar la entrada de nuevos actores independientes de los operadores dominantes del sector eléctrico.

El Real Decreto 413/2014 no se refiere a la figura del BRP porque ésta no existía en 2014, sin embargo, teniendo en cuenta que el BRP podrá asumir parte de las

funciones del representante y que las razones que motivaron la limitación a la representación son igualmente válidas en este caso, esta Sala considera que las limitaciones impuestas por el artículo 53 del Real Decreto 413/2014 a la figura del representante son asimismo de aplicación al BRP, por cuanto que lo son a la función de compensación de los desvíos que esta figura lleva a cabo; de lo contrario el objeto de la disposición quedaría sin efecto y la regulación del BRP sería contraria al Real Decreto 413/2014.

Durante el trámite de información pública de la propuesta llevado a cabo por la CNMC, varios sujetos han apoyado la aplicación de limitaciones a la figura del BRP, al objeto de evitar que mediante esta figura los operadores dominantes adquieran ventaja competitiva frente a los representantes independientes, cuyo principal valor para los representados es la compensación de los desvíos. Mientras, otros sujetos han expresado su disconformidad con la medida, alegando que no existe base legal para la interpretación de la aplicabilidad del artículo 53 antes citado a la figura del BRP, ya que las funciones de la figura del BRP que crea la regulación comunitaria no son equiparables a las del representante de la regulación española, por lo que los argumentos que justificaron la limitación a la representación no pueden ser extrapolados. Además, alegan que de este modo se restará efectividad al BRP como compensador activo de los desvíos, esto es, porque los grandes operadores son los que disponen de más recursos para cumplir eficientemente dicha función.

Aunque esta Sala entiende las diferencias que existen entre los conceptos del representante español y el BRP europeo, la inclusión de la figura del BRP en la regulación española, a través de las Condiciones relativas al balance y los procedimientos de operación que ahora se aprueban, se ha llegado a cabo con la premisa de minimizar los cambios en el corto plazo, a fin de facilitar una adaptación progresiva de nuestro mercado. Las funciones que corresponden al BRP ya las venían desarrollando en España entre representantes, comercializadores y zonas de regulación, y lo que ahora se pretende es que su introducción respete los principios básicos que impone la regulación española a las figuras existentes.

Por ello, la Sala de supervisión regulatoria de la CNMC considera que, en este contexto, las limitaciones impuestas por el Real Decreto 413/2014 a la figura del representante deben extenderse a la figura del BRP, en cuanto éste asume esas funciones de representación a los efectos de la liquidación del balance, solicitándose a REE que, para una mayor claridad de todos los participantes en el mercado, haga expresa esta limitación, que es aplicable a esta figura del BRP, en el texto de las Condiciones relativas al balance en una próxima revisión.

Tercero.4 Sobre los conceptos que se liquidan al BRP

El operador del sistema propone que el responsable financiero de los desvíos (BRP) sea el mismo al que se asignen los derechos de cobro y obligaciones de pago de los restantes conceptos en la liquidación del operador del sistema. El operador del sistema liquida, además de los servicios de ajuste, otros costes a la generación, como es el control del factor de potencia, y los costes que se asignan

actualmente al consumo a las unidades de programación de comercialización y de consumidores directos. De este modo, la figura del BRP asume un rol equivalente al del antecesor Sujeto de Liquidación de la regulación española.

El Reglamento EB define al BRP como responsable de los desvíos y, como tal, debe hacer frente al coste de los mismos. Adicionalmente, el artículo 44 del reglamento prevé la posibilidad de implantar un mecanismo de liquidación adicional independiente de la liquidación de los desvíos, para liquidar otros costes relacionados con el balance, entre ellos, los costes de contratación de la reserva de balance y los costes administrativos. Este mecanismo de liquidación adicional sería aplicable a los sujetos de liquidación responsables del balance (BRP) y, de acuerdo con el reglamento, debería lograrse preferiblemente con la introducción de una función de fijación de precios en situaciones de escasez.

Nada dispone el Reglamento EB sobre la posibilidad de liquidar al BRP otros costes del sistema, no relacionados con el balance, ni los derechos de cobro o las obligaciones de pago derivados de la prestación de servicios de ajuste, que corresponderían al BSP. No prevé esta posibilidad, aunque tampoco la prohíbe expresamente.

Por otra parte, las Condiciones relativas al balance aprobadas por la CNMC prevén en su artículo 27 la posibilidad de liquidar al BRP los costes de las reservas de capacidad con su formulación actual, en tanto no se desarrolle el mecanismo de liquidación adicional previsto en el artículo 44 del Reglamento EB, pero no disponen la liquidación al BRP de otros costes del sistema. Respecto a la liquidación derivada de la provisión del servicio de balance, el artículo 13 de las Condiciones prevé que ésta se lleve a cabo con el BSP.

No obstante, se considera que, teniendo en cuenta las implicaciones de un posible cambio de modelo, la propuesta del operador del sistema podría constituir un primer paso adecuado para garantizar una transición suave al nuevo marco desde la regulación vigente del Sujeto de Liquidación. En primer lugar, la liquidación con varios sujetos para una misma unidad de programación obligaría a doblar las garantías depositadas ante el operador del sistema, con el consiguiente incremento del coste que soportan los sujetos. Durante los trámites de consulta pública sólo un sujeto manifestó su interés en separar las liquidaciones. Por último, como se ha comentado repetidamente en esta resolución, el mecanismo de liquidaciones deberá ser revisado a fondo en los próximos dos años: en lo referente a la liquidación del desvío, para adaptarlo a la metodología ISH; en lo referente a otros costes de balance y administrativos, según se determine en el mecanismo adicional previsto en el artículo 44.3 del Reglamento EB y artículo 27 de las Condiciones relativa al balance; y en lo relativo a otros conceptos, se estará a lo que se establezca en las futuras Condiciones para los servicios de no frecuencia y procedimientos que las desarrollen.

De acuerdo con lo anterior, y con el objetivo de no complicar la operativa y en especial el mecanismo de garantías, se acepta la propuesta del operador del

sistema de liquidar todos los conceptos al BRP, pero sobre la premisa de que será una solución temporal y que las liquidaciones del operador del sistema serán revisadas próximamente en los procesos antes descritos.

Tercero.5 Sobre la liquidación en caso de suspensión del mercado

Los apartados 2 (e) y 2 (f) del artículo 4 del Reglamento (UE) 2017/2196 de la Comisión, de 24 de noviembre de 2017 por el que se establece un código de red relativo a emergencia y reposición del servicio, publicado en el Diario Oficial de la Unión Europea (DOUE) con fecha 28 de noviembre de 2017 y en vigor desde el 18 de diciembre de 2017, prevén la propuesta por parte de cada operador del sistema de unas «Normas para la suspensión y el restablecimiento de las actividades del mercado» y de unas «Normas de liquidación de desvíos y liquidación de energías de balance en caso de suspensión de las actividades del mercado», que deberán ser aprobadas por la CNMC. Tras el correspondiente trámite de consulta pública, REE presentó dichas propuestas a la CNMC el 18 de diciembre de 2018, junto con otras propuestas cuya aprobación se encuentra en fase de tramitación por parte del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

Las propuestas recibidas fueron consultadas por la CNMC desde el 22 de mayo hasta el 19 de junio de 2019, recibiendo comentarios de cuatro agentes⁷.

Por otra parte, el apartado 2 del artículo 18 del Reglamento EB establece que las normas referidas en el párrafo anterior serán incluidas en las Condiciones relativas al balance tras su aprobación. Las Condiciones aprobadas por la CNMC en diciembre de 2019 ya incluían dos artículos que sentaban las bases para dichas normas (artículo 28 y artículo 29). Teniendo en cuenta la estructura de la regulación de los servicios de balance en el sistema español, así como la equivalencia prevista para los servicios de no-frecuencia, esta Sala considera que la forma oportuna de llevar a cabo la exigida incorporación sería aprobando las normas del artículo 4 del Reglamento (UE) 2017/2196 como procedimiento de operación del sistema.

A tal efecto, y con el objetivo de no dilatar más el proceso, se incorpora a esta resolución el contenido de la citada propuesta de REE como un nuevo procedimiento de operación PO 3.9. No obstante, y en línea con las alegaciones recibidas en el trámite de consulta pública llevada a cabo en 2019, se introducen una serie de modificaciones sobre la propuesta de REE, con el fin de mantener la denominación y definición de términos coherente con el Reglamento (UE) 2017/2196 y con lo recogido en las Condiciones aprobadas por la CNMC.

Tercero.6 Sobre configuración de las Unidades de Gestión Hidráulica

Adicionalmente, durante el debate previo y posterior análisis de la propuesta ha surgido otra cuestión que debe ser abordada que es la configuración de las Unidades de Gestión Hidráulica (UGH). Esta cuestión está relacionada con el

⁷ DCOOR/DE/029/18. <https://www.cnmc.es/gl/node/375416>

contenido de los procedimientos de operación que se consultan, en particular, el PO 3.1, en el que se detalla la configuración de las unidades de programación, y el PO 9.1 sobre intercambios de información. No obstante, su resolución afecta no solo al ámbito de la revisión de estos procedimientos sino también a los mercados diario e intradiario.

La configuración actual de las UHG resulta provisional dado que la normativa aplicable, aprobada en 1997, no fue adoptada en su momento a la realidad de gestión hidráulica existente. Desde entonces, motivado por diversos cambios de titularidad de instalaciones hidráulicas registradas en los últimos años, se han venido recibiendo en la CNMC solicitudes de sus propietarios solicitando la creación de nuevas UGHs ante la nueva situación accionarial. No obstante, dichas modificaciones no han podido ser aprobadas por la CNMC ante la falta de normativa. Tras la aprobación del Real Decreto-Ley 1/2019, de 11 de enero, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a las exigencias derivadas del derecho comunitario en relación a las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, se considera necesario establecer los criterios aplicables a la constitución de unidades de gestión hidráulica, a los efectos de su participación en los mercados eléctricos.

A tal fin, y al objeto de recabar opiniones de los sujetos que se verían afectados por un cambio en la regulación de las UGHs, se lanzó una consulta pública previa coincidiendo con el trámite de información de esta resolución. En esa consulta, esta Comisión proponía una definición de UGH y se requería a los sujetos valoración sobre la idoneidad del texto propuesto y sobre las consecuencias de su implantación, así como la posibilidad de que ofrecieran redacciones alternativas. A la vista de los resultados obtenidos, se concluye que, si bien el texto propuesto por la CNMC mejora la definición vigente, por eliminar el requerimiento de flujo hidráulico común, que resulta confuso e introduce restricciones innecesarias desde el punto de vista del mercado eléctrico, es posible introducir otras mejoras que incrementarán la eficiencia en la organización de las unidades y el funcionamiento del mercado eléctrico. No obstante, en aras de la seguridad jurídica y al objeto de obtener información de los sujetos afectados tal que permita valorar adecuadamente su impacto, la redacción definitiva debería ser consultada de nuevo a los sujetos, con carácter previo a su aprobación, por lo que se ha optado por no incorporarla en este paquete de procedimientos y abordarla en una posterior revisión del procedimiento de operación 3.1.

Tercero.7 Sobre la plataforma de información privilegiada prevista en REMIT

El reglamento europeo REMIT obliga a los participantes en el mercado a publicar, de manera eficaz y oportuna, la información privilegiada en su poder relativa a empresas o instalaciones sobre las que tengan responsabilidades operativas. En la

4ª edición de la Guía de Aplicación de REMIT, ACER especificaba que la información debía ser publicada utilizando una plataforma de información privilegiada, y marcaba el 1 de julio de 2020 como fecha a partir de la cual los participantes del mercado debían cumplir plenamente con este requisito. Posteriormente, a través del documento REMIT Quarterly correspondiente al primer trimestre de 2020, debido al posible retraso en los procesos motivado por el COVID, la Agencia ha extendido hasta el 1 de enero de 2021 el plazo para que los participantes en el mercado cumplan los requisitos establecidos en la mencionada guía.

A este respecto, algunos sujetos indicaron en el trámite de consulta pública de la propuesta de revisión de los procedimientos de operación llevada a cabo por el operador del sistema, que no existe en España ninguna plataforma centralizada para la publicación de información privilegiada, por lo que proponían como solución, la creación de una plataforma gestionada por REE y reconocida por ACER, siguiendo el modelo de otros países de nuestro entorno como Portugal, donde el operador del sistema (REN) dispone de una plataforma de transparencia para tal efecto.

A este respecto, teniendo en cuenta los plazos previstos, se estimó oportuno el lanzamiento por parte de la CNMC de un trámite de consulta específico en paralelo con el de la presente resolución, a efectos de recabar la opinión de los sujetos interesados sobre el enfoque más oportuno para resolver esta cuestión.

El resultado de este proceso ha sido heterogéneo. Si bien los sujetos comparten el interés en la existencia de al menos una plataforma para la publicación de información privilegiada en territorio español, a fin de facilitar el cumplimiento de las exigencias de REMIT, la opinión sobre el enfoque adecuado varía considerablemente entre las respuestas recibidas en el trámite de información pública. Se han presentado argumentos tanto a favor como en contra de las distintas opciones planteadas en el documento de consulta: plataforma nacional vs ibérica, plataforma conjunta vs separada gas-electricidad, entidad y precio regulados vs libre, etc.

En el marco de dicha consulta, se ha tenido constancia de que en el sector gasista ya existe una iniciativa para la creación de una plataforma de ámbito europeo gestionada por los operadores de la red gasista a través de ENTSOG. Por otra parte, OMIE y MIBGAS han anunciado recientemente su voluntad de proceder al lanzamiento el 1 de enero de 2021 de una Plataforma de Transparencia Ibérica para los mercados de electricidad y gas. Ambas iniciativas deberán ser valoradas y autorizadas por la agencia ACER con carácter previo a su puesta en marcha⁸ según lo previsto en el punto 7.2.1 de la citada Guía de ACER⁹.

⁸ <https://www.acer-remit.eu/portal/list-inside-platforms>

⁹ 4ª edición de la Guía de Aplicación de REMIT. 7.2.1 Disclosure mechanisms: [...] “Inside Information Platforms should apply to be listed by the Agency and will be listed if they comply with the requirements.”

Tercero.8 Sobre la consideración de los criterios de aptitud para participar en los servicios de ajuste del sistema

Durante el trámite de información pública de esta Resolución, REE, en su calidad de operador del sistema, solicitó la incorporación en la misma de los criterios de aptitud para la participación de las unidades de programación en la fase II del proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF, que actualmente están recogidos en los apartados Primero y Segundo de la Resolución de la Secretaría de Estado de Energía de 18 de diciembre de 2015.

La propuesta del OS supone, no solo reubicar los criterios de aptitud sino también actualizar su contenido, ya que en los términos actuales podrían no ser válidos. En efecto, la Resolución hace referencia a unos coeficientes de disponibilidad publicados en la orden anual por la que se establezcan los peajes de acceso de energía eléctrica, que previsiblemente no se publicará a partir de Q2 2021¹⁰, así como al servicio de gestión de desvíos, que ha sido sustituido por el de reservas de sustitución.

Aunque esta Sala entiende la problemática planteada por el operador del sistema y la necesidad tanto de reubicar como de actualizar los criterios de aptitud para la participación en los servicios de ajuste, los coeficientes de disponibilidad resultan de aplicación a la provisión del servicio de restricciones técnicas, servicio que queda fuera del ámbito de esta revisión, que tiene por objeto su adaptación a las Condiciones relativas al balance. Los criterios de aptitud para participar en restricciones deben ser abordados en el ámbito de las Condiciones para la provisión de servicios de no frecuencia, cuya propuesta fue solicitada por la CNMC a REE mediante escrito de fecha 24 de junio de 2020.

En el supuesto que la orden de peajes deje de estar en vigor antes de la aprobación de las Condiciones de no frecuencia, se espera que los coeficientes de disponibilidad sigan publicándose en la orden de cargos que sustituya a la de peajes, ya que dicho parámetro seguirá siendo necesario para la financiación de las actividades del operador del mercado. Respecto a la referencia a las pruebas de habilitación para el servicio de gestión de desvíos, no cabe otra interpretación salvo que éste ha sido sustituido, a todos los efectos, por el servicio de reserva de sustitución.

Tercero.9 Sobre la financiación del OS para afrontar el desfase temporal de la liquidación de los intercambios de energías de balance entre sistemas

Durante el trámite de información pública de esta Resolución, REE, en su calidad de operador del sistema, ha puesto de manifiesto su necesidad de disponer de una línea de crédito para hacer frente al desfase temporal entre la liquidación de las

¹⁰ Los peajes de acceso son ahora establecidos por la CNMC en aplicación 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

energías de balance intercambiadas por REE con otros TSOs (a través de JAO como contraparte centralizada) y la liquidación nacional de las energías de balance y los desvíos. Los primeros intercambios internacionales de energías de balance han tenido lugar tras la entrada del sistema portugués en la plataforma TERRE el pasado 30 de septiembre del 2020, por lo que ya se está produciendo este desajuste de ingresos y costes.

Por ello, el operador del sistema ha propuesto que el coste correspondiente sea repercutido con cargo a las rentas de congestión, al igual que ya se reconoce en la Circular 3/2019 de la CNMC, por la que se establecen las metodologías que regulan el funcionamiento del mercado mayorista de electricidad y la gestión de la operación del sistema, para los costes de financiación de las liquidaciones nacional e internacional del acoplamiento de los mercados diarios que debe hacer frente el operador del mercado.

Este reconocimiento vendría avalado por la garantía de neutralidad financiera de los operadores del sistema que exige 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, entre otros, en su artículo 44.

No obstante, se considera que esta modificación debería ser abordada a través de una nueva propuesta del operador del sistema de forma que se garantice el trámite de consulta pública a los participantes en el mercado.

Tercero.10 Sobre la entrada en vigor de los procedimientos revisados

Esta resolución prevé la entrada en vigor de los procedimientos de operación que se revisan para su adaptación a las condiciones relativas al balance el martes siguiente a los treinta días naturales¹¹ de su publicación en el Boletín Oficial del Estado. Este plazo, si bien supera ligeramente el calendario para la implantación de las Condiciones relativas al balance establecido en el Reglamento EB, esto es, un año tras la aprobación de dichas condiciones, que tuvo lugar el 11 de diciembre de 2019, con publicación en el BOE el 23 de diciembre, se considera necesario al objeto de dar tiempo suficiente al operador del sistema y a los participantes en el mercado para adaptarse a los cambios introducidos.

Asimismo, se debe tener en cuenta que la implantación no estará completa hasta que no se publique en el BOE la versión revisada de los procedimientos de operación de medidas, que fueron remitidos por el MITERD a la CNMC para informe con fecha 21 de octubre de 2020 y sobre los que esta Comisión emitió informe el pasado 26 de noviembre, tras el pertinente trámite de consulta pública. En particular, se verán afectadas las instalaciones de demanda de menor tamaño, cuya participación en servicios de balance requiere la adaptación de dichos procedimientos.

¹¹ Se establece un plazo de un mes para permitir a los sujetos que realicen el desarrollo correspondiente y se fija el martes posterior a ese plazo con el fin de asegurar que no entra en vigor un fin de semana.

Cuarto. Consideraciones particulares y cambios introducidos tras la consulta pública de la CNMC

En este apartado se identifican y justifican los cambios de detalle más relevantes introducidos en el texto de los procedimientos de operación, respecto a la versión propuesta por el operador del sistema, tras los trámites de consulta pública.

Tras el trámite de información pública llevado a cabo por la CNMC, se han incorporado mejoras de redacción en varios procedimientos de operación. Algunas derivan de la necesidad de adaptación a nuevos criterios establecidos en normas de rango superior de reciente aprobación, en particular, el Real Decreto 647/2020, de 7 de julio, por el que se regulan aspectos necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión de determinadas instalaciones eléctricas. Otros cambios responden a alegaciones formuladas por los sujetos interesados durante el trámite de consulta, o bien se trata de cambios menores que, sin tener impacto, permitirán evitar que algunos textos tengan que ser revisados en el futuro para la introducción de la programación cuartohoraria¹². Por el contrario, no se han aceptado otros cambios solicitados por los sujetos de mayor relevancia, bien por no considerarlos oportunos, bien porque la revisión del aspecto en cuestión ya se prevé en un proceso posterior, de adaptación de los POs a la programación cuartohoraria u otras metodologías de balance.

Cuarto.1 P.O.3.1. Proceso de programación

Con carácter previo al trámite de consulta de la CNMC se añadió en el anexo IV del PO 3.1 un mecanismo para la declaración al operador del sistema de errores económicos en las ofertas por parte de los proveedores, con carácter posterior a la activación de las mismas: en caso de que la subsanación del error conlleve un mayor coste o una reducción de ingresos para el declarante, sin impacto económico negativo sobre otros sujetos proveedores, el operador del sistema lo tendrá en cuenta en la liquidación; 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. No ha habido comentarios al respecto en la fase de consulta pública.

Durante el trámite de consulta de la propuesta de procedimientos se ha puesto de manifiesto la necesidad de prever un futuro escenario en el que la energía procedente de excedentes de autoconsumidores con compensación simplificada pudiera superar a la energía demandada por el comercializador que los represente en el mercado. La redacción actual del anexo II del PO 3.1 solo permite a estos participantes en el mercado disponer de una posición de toma de energía. Por ello, se solicita al operador del sistema que analice la conveniencia de contemplar la existencia de unidades de programación para la venta de los comercializadores y, en su caso, lo incorpore en una próxima revisión de este procedimiento. Asimismo,

¹² Por ejemplo, se cambian referencias a “horas” por “periodos de programación”.

se solicita a REE que incorpore información periódica sobre la evolución de los excedentes de estas unidades en los informes de los servicios de ajuste del sistema, que remite mensualmente a la CNMC.

En respuesta a una solicitud del operador del mercado en el trámite de consulta, se añade un párrafo al final del apartado 17 en relación con el proceso para la resolución de incidencias durante el proceso de programación.

A petición del operador del sistema, se reintroducen en el apartado 2.1.b del Anexo II las unidades de programación correspondientes a Unidades de Gestión Hidráulica; se mejora la redacción del apartado 2.6 del Anexo II, al objeto de aclarar que sólo se permite la disponibilidad de una única unidad de programación genérica por sujeto y se corrige en el Anexo I una errata relativa a la hora límite para las nominaciones de programa.

Cuarto.2 P.O.3.2. Restricciones técnicas

Las Condiciones relativas al balance dispusieron la eliminación de los límites de precio en las ofertas de los mercados de balance. En consecuencia, la propuesta de POs elimina el límite mínimo de 0 €/MWh que impedía los precios negativos. Todo ello de acuerdo con el Reglamento EB, así como con el Reglamento (UE) 943/2019.

Las citadas Condiciones no son de aplicación a los servicios de no frecuencia, como las restricciones técnicas. No obstante, en la presente revisión del PO 3.2 sobre resolución de restricciones técnicas, el operador del sistema propone introducir también la posibilidad de precios negativos en la oferta de restricciones técnicas en aquellos periodos en los que el precio de la energía haya resultado negativo en el mercado diario o en alguna de las sesiones de subasta del mercado intradiario.

Durante el trámite de consulta pública llevado a cabo por el operador del sistema, varios sujetos alegaron que no consideraban suficiente la propuesta del operador. Opinan que no da cumplimiento al artículo 10 del Reglamento (UE) 943/2019, por cuanto que mantiene el límite mínimo de oferta en la mayoría de periodos de programación. Y, por otra parte, creen que esta limitación no está justificada desde la perspectiva del mercado y que provocará distorsiones e ineficiencias en la formación del precio. Solicitan por tanto que se permitan los precios negativos en todos los periodos.

A este respecto, si bien es cierto que el artículo 10 del Reglamento (UE) 2019/943 establece la eliminación de los límites en el precio al por mayor de la electricidad, de los servicios gestionados por el operador del sistema sólo hace referencia explícita a los mercados de balance. Por otra parte, teniendo en cuenta el carácter local de las restricciones técnicas que hace que este servicio se preste en muchas ocasiones en ausencia o con escasa competencia, la eliminación de límites podría favorecer el incremento del coste de este servicio sin una clara justificación. Por todo ello, esta Sala considera que podría estar justificado mantener temporalmente

ciertos límites en los precios de las ofertas de restricciones, en la medida en que se vaya obteniendo una mayor experiencia en la aparición de precios negativos.

Por otra parte, ante la posibilidad de que resulten precios negativos en los mercados diario o intradiario, teniendo en cuenta que la oferta de restricciones es obligatoria, esta Sala reconoce que es necesario permitir el uso de precios negativos también en restricciones, para evitar un impacto doblemente negativo sobre las unidades despachadas. Pero, dado que un despacho por restricciones suele alcanzar varias horas consecutivas y que las circunstancias que motivaron un precio negativo en el mercado diario pueden evolucionar más cerca de tiempo real y extenderse a otros periodos, no parece justificado que la oferta negativa se permita únicamente en ciertos periodos horarios (aquellos en los que el precio en el mercado diario/intradiario fue negativo).

Por todo lo anteriormente expuesto se modifica la propuesta del operador del sistema, permitiendo las ofertas a precios negativos en el servicio de restricciones en todos los periodos horarios de programación de aquellos días en que al menos se haya dado un precio negativo en su horizonte de programación, bien en el mercado diario bien en las subastas de intradiario. A este respecto, no se considerarán también los posibles precios negativos registrados en rondas previas del intradiario continuo para simplificar el proceso y garantizar unos criterios robustos, ya que ni los sujetos ni el operador del sistema disponen de toda la información de las transacciones del continuo durante las fases de presentación y validación de las ofertas. El precio mínimo de oferta deberá ser coherente con el límite inferior establecido para el mercado diario o intradiario, en caso de que ambos sean diferentes, por lo que no podrán ofertarse precios negativos en restricciones mientras no sea posible hacerlo en los mercados diario o intradiario. Esta disposición podrá ser revisada a medida que se obtenga experiencia en su impacto.

Adicionalmente, a resultas del trámite de información pública de la CNMC, se han introducido algunas precisiones en el texto del apartado 4.5 del PO 3.2, relativas al efecto de los tiempos de preaviso y los límites de precio de oferta, al objeto de facilitar la comprensión.

Cuarto.3 P.O.3.6. Comunicación y tratamiento de las indisponibilidades de las unidades físicas de generación, demanda y almacenamiento

Tras el trámite de información pública, se han incorporado en el apartado 3 referencias a lo dispuesto por el Real Decreto 647/2020, de 7 de julio, por el que se regulan aspectos necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión de determinadas instalaciones eléctricas, para la determinación de la capacidad de las instalaciones.

Cuarto.4 P.O.3.8. Pruebas para la participación de las instalaciones en los procesos y servicios gestionados por el operador del sistema

Al igual que en el PO 3.6, tras el trámite de información pública, se han realizado cambios en el texto de los apartados 3 y 4, así como del Anexo II, para adaptarlo a lo dispuesto por el Real Decreto 647/2020, de 7 de julio, por el que se regulan aspectos necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión de determinadas instalaciones eléctricas, en materia de determinación de la capacidad de las instalaciones y obligatoriedad de pruebas de control de producción.

Por otra parte, se han introducido las siguientes mejoras a resultados de los comentarios recibidos:

- Se incorpora en los apartados 5.1 y 6.1 la posibilidad de pruebas adicionales a las tres máximas permitidas anualmente a cada unidad de programación.
- Se especifica en el apartado 5.1 la definición de la potencia mínima de las instalaciones de almacenamiento y se mejora en el apartado 6.2 la definición de la potencia mínima de pruebas.
- En el anexo II, a petición del operador del sistema, se modifica el canal de información para trámites relativos a la realización de pruebas.
- Igualmente en el anexo II, apartado 3, se clarifica cual es el distribuidor correspondiente.

Cuarto.5 P.O.3.9. Suspensión y restablecimiento de las actividades de mercado

En cuanto al artículo correspondiente al procedimiento de suspensión de la red de transporte en estado de reposición, el operador del mercado trasladó en uno de sus comentarios a la propuesta consultada en 2019 la necesidad de distinguir entre los conceptos de “suspensión del mercado” y la no aplicación de los resultados del mismo. En el artículo 35 del Reglamento (UE) 2017/2196 se prevé que el operador del sistema pueda suspender temporalmente las actividades de mercado pertinentes cuya suspensión se considere necesaria para preservar y/o reponer el sistema. Por tanto, esta Sala considera que, de acuerdo con el reglamento y con el fin de evitar cualquier confusión entre los sujetos, una vez que decida el operador del sistema, como medida excepcional y de último recurso, que resulta necesaria la suspensión de las actividades de mercado, no debería contemplarse la posibilidad de que dichas actividades mantengan algún tipo de continuidad.

Por otra parte, se ha modificado el apartado 5, para contemplar la posibilidad de que el precio resultante del mercado diario, que se utiliza como referencia, pudiera, en un momento dado, tener un valor negativo.

Por último, a petición de los sujetos durante el trámite de información pública, se ha añadido la posibilidad de que el operador del sistema liquide a precios distintos de los de referencia cuando así se lo requiera la CNMC. Este supuesto se refiere a casos en que se justifique que el precio calculado de acuerdo con el apartado 5 del procedimiento sea inferior al coste variable de las instalaciones de una determinada

tecnología que hayan realizado entregas de energía como consecuencia de una programación por emergencias durante la suspensión del mercado. El procedimiento para la detección de estos casos, así como la metodología para la determinación del precio de liquidación, que será calculado sobre la base del coste variable de la tecnología activada y oportunamente publicado, se deberá establecer en las Condiciones relativas al balance.

Cuarto.6 P.O.7.2. Regulación secundaria

La propuesta de revisión del PO 7.2 presentada por el operador del sistema cumple lo previsto en las Condiciones relativas al balance si bien, en los próximos años será necesario revisar nuevamente esta norma para la implementación del Reglamento EB y la plataforma PICASSO.

Dicho esto, en los meses transcurridos desde la aprobación de las Condiciones han surgido dos cuestiones de interpretación de las mismas en relación con las zonas de regulación que, aunque no se reproducen en el texto de los POs, sí han sido comentadas por los sujetos, y se considera oportuno aclarar en esta resolución, a los efectos de que el operador del sistema pueda tenerla en cuenta en la aplicación de los procedimientos de operación.

La primera cuestión se refiere al tamaño mínimo permitido para la constitución de una zona de regulación. En el párrafo 4 del artículo 7 de las Condiciones relativas al balance aprobadas por la CNMC el 11 de diciembre de 2019 se estableció un tamaño mínimo de 200 MW para cada zona que participa en el servicio de regulación secundaria. La intención del regulador, y así se expuso en la exposición de motivos de la Resolución que aprobaba las condiciones y en su trámite de audiencia previa, fue relajar los requisitos aplicables, al objeto de facilitar la participación de nuevas tecnologías y una mayor competencia en el servicio. Hasta esa fecha, el tamaño mínimo en régimen permanente de las zonas de regulación estaba fijado en 300 MW.

Sin embargo, en el texto de las Condiciones quedó referido a 200 MW de potencia habilitada a proveer el servicio de secundaria lo que, interpretado en sentido estricto, no cumpliría el objetivo perseguido, ya que sería más restrictivo que los anteriores 300 MW de potencia instalada (potencia habilitada más no habilitada). En consecuencia, el párrafo 4 del artículo 7 de las Condiciones debe interpretarse que se refiere a MW instalados (en el caso de instalaciones de generación) y a MW de potencia contratada (en el caso de instalaciones de demanda) correspondientes a aquellas instalaciones habilitadas e integradas dentro de una zona de regulación para la prestación del servicio de regulación secundaria.

Por otra parte, el párrafo 5 del mismo artículo 7 de las Condiciones establece que cada zona de regulación podrá estar constituida por unidades de programación habilitadas y no habilitadas para la participación activa en el servicio de regulación secundaria, pero estando todas las unidades bajo la titularidad o la representación del sujeto que ostenta la titularidad de la zona de regulación. Igualmente, en este

caso la interpretación en sentido estricto del texto, y en particular del alcance del concepto de titularidad, resultaría más restrictiva que la regulación anterior, incluso obligaría a reconfigurar zonas de regulación que operan en la actualidad, ya que contienen instalaciones de las que el titular de la zona no es titular ni representante, pero con la que guarda relación por pertenencia a un mismo grupo empresarial. Dado que estas zonas están funcionando adecuadamente, no estaría justificada su revisión.

A este respecto, se aclara que el concepto de titularidad debe interpretarse en el referido artículo en un sentido más amplio, pudiéndose incorporar en un determinada zona de regulación unidades que pertenezcan al mismo grupo de sociedades que el titular de la zona, entendiéndose, al igual que en el apartado Tercero.6, que las instalaciones que se incluyan en la zona por pertenecer al mismo grupo de sociedades también estarán afectadas por la limitación a los operadores dominantes prevista en el artículo 53 del Real Decreto 413/2014. El sujeto titular de la zona de regulación será el responsable del cumplimiento del requisito de composición de las zonas establecido en el párrafo 5 del artículo 7 de las Condiciones relativas al balance. Esto es sin perjuicio del resto de requisitos establecidos para la integración en zona de regulación, como por ejemplo la adscripción de todas las unidades de la zona a un mismo centro de control.

Por último, se solicita al operador del sistema que adapte la redacción de los citados párrafos del artículo 7 de las Condiciones en el sentido expuesto, en el momento en que se lleve a cabo la revisión de dichas Condiciones.

Cuarto.7 P.O.14.1. Condiciones generales del proceso de liquidación del operador del sistema

En el apartado 3.3 del PO 14.1 “*Condiciones generales del proceso de liquidación del operador del sistema*” (apartado 3.4 tras la revisión del texto), se establecen las situaciones en las que el operador del sistema podrá suspender provisionalmente la participación en el mercado de un participante. Esto es, en caso de incumplimiento de las obligaciones de pago, del deber de prestar garantías o de las obligaciones de información.

En la revisión del texto, el operador del sistema ha optado por dar carácter opcional a la obligación del texto original de suspender a los sujetos que incumplan pagos o garantías. Esto es, según indica el operador, para adaptar este procedimiento a lo dispuesto en los apartados 13.1 y 13.2 del PO 14.3, donde se establece que la facultad de suspensión del operador del sistema es potestativa. Además, el operador alega que la suspensión temporal de un participante implica la inhabilitación del participante en los mercados diarios e intradiarios en el caso de comercializadoras y consumidores directos, la suspensión aumentaría el riesgo de mayores desvíos en la liquidación del OS, al no permitirle acudir al Mercado a comprar la energía para sus consumos.

Tanto durante el trámite de consulta pública llevado a cabo por el operador del sistema como en el trámite de la CNMC, algunos sujetos han solicitado mantener la anterior redacción, ya que consideran la suspensión parte fundamental para incentivar a los agentes incumplidores a cumplir sus obligaciones de pago.

Esta Sala entiende la preocupación de los sujetos, especialmente teniendo en cuenta que el incumplimiento por parte de un sujeto de sus obligaciones de pago tiene consecuencias sobre los sujetos con derechos de cobro del sistema que han de cubrir sus impagos a través de una minoración a prorrata de sus derechos. Sin perjuicio de que la fórmula de reparto a prorrata pueda ser reconsiderada en el futuro cuando se revise el PO 14.7, esta Sala considera adecuada la propuesta del operador del sistema, además de por el mayor riesgo de impago que alega el operador, por protección de los derechos de los consumidores, ya que se requiere regulación de rango superior para que los clientes de los sujetos con impagos puedan traspasarse directamente a comercializador de referencia en caso de suspensión de la actividad de su comercializador¹³.

Se debe insistir sin embargo, como ya ha puesto de manifiesto la CNMC en ocasiones anteriores, en la necesidad de que se agilicen los trámites de inhabilitación de los sujetos. En este sentido, si bien se está trabajando en el ámbito de las medidas eléctricas para conseguir una detección precoz de los casos de impago, adelantando la disponibilidad de medidas hasta D-1, esto no solventará el problema si el proceso posterior de inhabilitación requiere varios meses de tramitación.

Alternativamente, los sujetos solicitan a esta Comisión que considere la posibilidad de ampliar las garantías que se exigen a los sujetos para dar mayor cobertura al volumen económico de impago que se genera entre la detección de la situación de impago y el traspaso de clientes al comercializador de referencia (COR). El principal impacto negativo del incremento de las garantías sería el establecimiento de una barrera de entrada para nuevos participantes en el mercado. Sin embargo, teniendo en cuenta que la garantía que actualmente se exige a los nuevos entrantes pudiera ser reducida para llevar a cabo la actividad de comercialización (10.000 €), se solicita a REE que revise el nivel de garantías exigido a los sujetos participantes en el mercado, al objeto de buscar un adecuado equilibrio entre la libertad de entrada en el mercado y la necesidad de que los sujetos puedan responder a la responsabilidad por su participación en dicho mercado.

Por otra parte, a petición del operador del sistema, se añade en el apartado 3.5 la obligación para los consumidores directos en el mercado de solicitar su baja como participantes de mercado en el momento en que dejen de comprar la energía para sus suministros y pasen a ser suministrados por un comercializador.

¹³ Esta necesidad ha sido puesta de manifiesto por parte de la CNMC en varias ocasiones, en particular, en los informes a los acuerdos de inhabilitación de empresas comercializadoras solicitados por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

Cuarto.8 P.O.14.2. Admisión de participantes en el mercado y datos necesarios durante su participación

Se añade en el apartado 4 la obligación de remitir al operador del sistema, en los casos en que resulte de aplicación, un modelo de declaración de contrato de comercialización de energía vertida por una instalación, como requisito para la admisión de un participante en el mercado.

En relación con esto, y a la vista de las alegaciones recibidas por la CNMC en el trámite de información pública, conviene aclarar que la existencia de contratos de comercialización de energía no supone la introducción de una nueva figura en la regulación española. Esta posibilidad está prevista en el artículo 24.4 de la Ley 24/3013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, así como en los procedimientos de operación (PO 14.8). Sin embargo, no está completo su desarrollo en las Reglas del Mercado, por lo que la utilización efectiva de esta figura requiere la revisión previa en las mismas.

Cuarto.9 P.O.14.4. Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema

El párrafo 6 del artículo 21 de las Condiciones relativas al balance determinó que cada BRP tendría dos posiciones finales, una de generación y otra de consumo. No obstante, también se preveía en el mismo artículo la posibilidad de que este modelo de dos posiciones tuviera que ser revisado de acuerdo con la metodología que fuera establecida para la armonización de la liquidación del desvío (metodología ISH, en sus siglas en inglés) prevista en el artículo 52.2 del Reglamento EB, en caso que la opción de calcular dos posiciones no estuviera prevista en dicha metodología. Por último, se facultaba al operador del sistema para presentar una revisión del modelo en caso de que justificara la existencia de un impacto positivo, entre otros, para el desarrollo de figuras emergentes como el autoconsumo o el almacenamiento.

En aplicación de la disposición comentada en el párrafo anterior, el desvío del BRP consta de dos posiciones en el sistema eléctrico español desde febrero de 2020. La propuesta de procedimientos de operación presentados por el operador del sistema no prevé anticipar el cambio al modelo de posición única al margen ni con antelación a la metodología para la armonización de la liquidación del desvío.

Con posterioridad a la recepción de la propuesta de revisión de los procedimientos de operación, la agencia ACER aprobó la citada metodología ISH mediante Decisión 18/2020 de 15 de julio de 2020. La metodología dispone la armonización del número de posiciones del BRP a posición única en todos los países de la unión europea, por lo que obliga al sistema español a abandonar el modelo de dos posiciones. De acuerdo con el apartado 4 del artículo 52 del Reglamento EB, el plazo máximo para implementar la armonización de la liquidación del desvío es de 18 meses desde la aprobación de la metodología ISH, esto es, hasta enero de 2022.

Durante la consulta pública de la propuesta de procedimientos llevada a cabo por el operador del sistema, algún sujeto ha solicitado que se contemple ya el cálculo de una única posición por BRP en estos procedimientos, sin esperar a la adaptación del resto de aspectos de la liquidación del desvío que requiere la implementación de la metodología ISH. El operador del sistema rechazó la solicitud por no ser acorde al calendario previsto en la hoja de ruta para la implantación del Reglamento EB.

Esta Sala ya se ha pronunciado varias veces al respecto de las posiciones del desvío del BRP. Además de en las Condiciones relativas al balance, también en la Resolución por la que se aprobó la adaptación de los procedimientos de operación 14.8 *Sujeto de liquidación de las instalaciones de producción y de las instalaciones de autoconsumo* y 14.4 *Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema* al Real Decreto 244/2019. En ambos casos, la Sala se mostró partidaria de mantener el cálculo con posiciones diferenciadas para generación y demanda hasta la implantación de la metodología ISH. Esto es porque la posición única favorece únicamente a los sujetos que disponen de ambas actividades, lo que desequilibraría la competencia y, en un sistema liquidatorio como el español, cuyo precio del desvío se determina con una fórmula dual, la posición única daría una ventaja significativa a las empresas verticalmente integradas frente al resto de empresas.

La metodología ISH aprobada por ACER permite exclusivamente una única posición, en primer lugar, porque considera esta opción más justa para nuevas tecnologías emergentes, como el autoconsumo y el almacenamiento. Pero, sobre todo por simplicidad, porque la metodología apuesta por el precio único del desvío, permitiendo la aplicación del precio dual sólo en determinados periodos de liquidación en los que se cumplan ciertas condiciones. Con un precio único de desvío (mismo precio a subir que a bajar), las posiciones del BRP son irrelevantes, puesto que el neteo del volumen de los desvíos que permite la posición única en energía ya se consigue implícitamente con el precio único.

Durante el periodo de discusión del texto de la metodología entre la agencia ACER y las autoridades reguladoras, la CNMC intentó que se mantuviera abierta la opción de utilizar dos posiciones de desvío, al menos durante el periodo transitorio en el que se mantuviera la fórmula dual del cálculo del precio del desvío. No obstante, la agencia interpreta la disposición del apartado 3 del artículo 54 del Reglamento EB, que permite a cada TSO elegir el cálculo de una o dos posiciones, como de aplicación temporal, hasta que se implemente la metodología ISH. Así mismo, considera que la letra 2.a) del artículo 52 de ese mismo reglamento obliga a que la metodología ISH elija entre ambas opciones al disponer que dicha metodología deberá establecer “*el cálculo de una posición, un desvío y un volumen asignado siguiendo uno de los enfoques conforme a lo dispuesto en el artículo 54, apartado*

3º y, por otra parte, el Reglamento EB no prevé ningún tipo de excepción temporal para el número de posiciones del BRP¹⁴.

De este modo, resulta inevitable que el sistema español adopte la posición única del BRP en enero de 2022. Pero, de acuerdo con lo anteriormente expuesto, esta Sala considera que no debe hacerlo antes, a menos que el operador del sistema lo considere oportuno y la justifique adecuadamente. Se considera que el paso a la posición única debe considerarse en un análisis conjunto de la fórmula y condiciones para la implantación del precio único del desvío, junto con el resto de disposiciones de la metodología ISH, lo que tendrá lugar en los próximos 18 meses. Se considera preferible modificar a la vez todos los parámetros del desvío al objeto de evitar que los sujetos se vean obligados a modificar repetidamente sus estrategias y sistemas al objeto de adaptarse a modificaciones en el contexto liquidatorio del desvío.

Adicionalmente, se han llevado a cabo en el PO 14.4 algunas mejoras de redacción, a petición del operador del sistema, al efecto de corregir erratas y mejorar la comprensión del texto. Destacar en los apartados 12.1 y 12.2 el cambio de referencia de la energía activada a la energía neta del producto RR, de modo que los volúmenes activados para satisfacer necesidades de otros TSOs no sean tenidos en cuenta al ponderar los previos de las energías de balance para obtener el precio del desvío.

El anexo de la presente resolución contiene los procedimientos de operación P.O.3.1. Proceso de programación, P.O.3.2. Restricciones técnicas, P.O.3.3. Activación de energías de balance procedentes del producto de reserva de sustitución (RR), P.O.3.6. Comunicación y tratamiento de las indisponibilidades de las instalaciones de generación, demanda y almacenamiento, P.O.3.8. Pruebas para la participación de las instalaciones en los procesos y servicios gestionados por el operador del sistema, P.O.7.2. Regulación secundaria, P.O.7.3. Regulación terciaria, P.O.9.1. Intercambios de información relativos al proceso de programación, P.O.14.1. Condiciones generales del proceso de liquidación del operador del sistema, P.O.14.2. Admisión de sujetos en el mercado y datos necesarios durante su participación y P.O.14.4. Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema, remitidos por el OS una vez incorporados los cambios introducidos por la CNMC de acuerdo con las consideraciones realizadas en esta resolución.

¹⁴ Así queda recogido en la Resolución de ACER 18/2020: “During the consultation with regulatory authorities, CNMC (i.e. the Spanish regulatory authority), although supporting the single final position as the target, suggested the introduction of an intermediate period, where the use of two final positions would be allowed, when dual pricing is applied in all ISPs and provided that it is properly justified. ACER understands that Article 52(2)(a) of the EB Regulation requires this imbalance settlement methodology to define one of the options described in Article 54(3) of the EB Regulation. Moreover, Article 52(4) of the EB Regulation sets as the latest date for the implementation of this imbalance settlement methodology 18 months after its approval. Hence ACER understands that 18 months after the approval of the Proposal, all TSOs should follow one approach for calculating the final position, i.e. the approach specified in this imbalance settlement methodology, and there is no possibility for derogating from this deadline or for defining more than one approaches in calculating the position.”

Por cuanto antecede, la Sala de Supervisión Regulatoria de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia

RESUELVE

Primero. Aprobar los procedimientos de operación P.O.3.1. Proceso de programación, P.O.3.2. Restricciones técnicas, P.O.3.3. Activación de energías de balance procedentes del producto de reserva de sustitución (RR), P.O.3.6. Comunicación y tratamiento de las indisponibilidades de las instalaciones de generación, demanda y almacenamiento, P.O.3.8. Pruebas para la participación de las instalaciones en los procesos y servicios gestionados por el operador del sistema, P.O.7.2. Regulación secundaria, P.O.7.3. Regulación terciaria, P.O.9.1. Intercambios de información relativos al proceso de programación, P.O.14.1. Condiciones generales del proceso de liquidación del operador del sistema, P.O.14.2. Admisión de sujetos en el mercado y datos necesarios durante su participación y P.O.14.4. Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema que se anexan a la presente Resolución.

Segundo. Se aprueban las *Normas para la suspensión y el restablecimiento de las actividades del mercado y las Normas de liquidación de desvíos y liquidación de energías de balance en caso de suspensión de las actividades del mercado*, previstas en los apartados 2 (e) y 2 (f) del artículo 4 del Reglamento (UE) 2017/2196 de la Comisión, de 24 de noviembre de 2017 por el que se establece un código de red relativo a emergencia y reposición del servicio, y se incorporan a los desarrollos de las Condiciones relativas al balance como P.O.3.9. Suspensión y restablecimiento de las actividades de mercado, según lo previsto en el apartado 2 del artículo 18 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, que se anexa a la presente Resolución.

Tercero. El operador del sistema deberá realizar las actuaciones que se determinan en la parte expositiva de esta Resolución, referentes a mandatos para adaptaciones adicionales de los procedimientos de operación y de las condiciones relativas al balance y de los servicios de no frecuencia.

Cuarto. La presente resolución surtirá efectos el martes siguiente a los treinta días naturales de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

La presente resolución 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.

ANEXO I. Procedimientos de operación:

- P.O.3.1. Proceso de programación
- P.O.3.2. Restricciones técnicas
- P.O.3.3. Activación de energías de balance procedentes del producto de reserva de sustitución (RR)
- P.O.3.6. Comunicación y tratamiento de las indisponibilidades de las instalaciones de generación, demanda y almacenamiento
- P.O.3.8. Pruebas para la participación de las instalaciones en los procesos y servicios gestionados por el operador del sistema
- P.O.3.9. Suspensión y restablecimiento de las actividades de mercado
- P.O.7.2. Regulación secundaria
- P.O.7.3. Regulación terciaria
- P.O.9.1. Intercambios de información relativos al proceso de programación
- P.O.14.1. Condiciones generales del proceso de liquidación del operador del sistema
- P.O.14.2. Admisión de sujetos en el mercado y datos necesarios durante su participación
- P.O.14.4. Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema

P.O. 3.1. Proceso de programación

1. Objeto.

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

El proceso de programación incluye los siguientes procesos sucesivos:

- a) Elaboración del Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF).
- b) Elaboración del Programa Diario Viable Provisional (PDVP).
- c) Contratación diaria de banda de regulación secundaria.
- d) Elaboración de los Programas Horarios Finales (PHF/PHFC).
- e) Elaboración de los Programas Horarios 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 reclamaciones en el ámbito de la programación se recoge en el anexo IV de este procedimiento.

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

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.
- La comunicación de la información necesaria en el proceso de programación:
 - Nominaciones de programas de energía y comunicación de cambios de programa después del mercado intradiario continuo.
 - 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 de energía corresponderán a valores de MWh con un máximo de una cifra decimal.

Los periodos de programación definidos en este procedimiento de operación tendrán una duración de una hora.

Todos los horarios y los periodos de programación (intervalos temporales semiabiertos definidos por su hora de inicio y su hora 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).

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 de energía 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 de energía 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 banda 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 Horario Final tras las subastas del mercado intradiario (PHF): Es el programa de energía 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 Horario Final definitivo (PHFC): Es el programa de energía 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 Horario 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 las horas correspondientes al día en curso y el horizonte completo del día siguiente, pudiendo ser actualizado posteriormente en cualquier momento, con anterioridad y durante la misma hora de suministro de la energía.

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

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
- Previsiones de generación de energía eólica y solar
- 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).

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 de energía 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 V 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, el orden de mérito de las ofertas de compra y venta de energía resultante de la casación de ofertas en dicha sesión del mercado diario, y todas las ofertas presentadas 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 las reglas de asignación de capacidad aplicables a la interconexión Francia-España.

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 periodo horario de suministro de la energía.
- En tiempo real, con una antelación no inferior a 5 minutos respecto al inicio del periodo horario del 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 $\pm 0,1$ MWh.

7.2. Comunicación de potencias hidráulicas máximas y valores mínimos por unidad de programación 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.

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

El programa de energía 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.

Se define como restricción técnica cualquier circunstancia o incidencia derivada de la situación de la red de transporte o del sistema 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.

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.

9. Asignación diaria de banda de regulación secundaria

Cada día, el OS establecerá los requerimientos de banda de regulación secundaria para cada uno de los periodos de programación 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 banda 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 banda 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 banda 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 banda de regulación secundaria para todos y cada uno de los periodos de programación del día siguiente.

Con una antelación no inferior a 10 minutos respecto al inicio del periodo de suministro de energía, el responsable de una zona de regulación podrá solicitar al OS la aplicación del mecanismo de reducción de banda 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 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 del día siguiente serán publicados antes de las 21:00 horas.

Antes de las 23:00 horas, los participantes en el mercado proveedores del servicio de regulación terciaria deberán presentar ofertas de toda 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 toda 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 el minuto 35 de la hora anterior a la hora de suministro de energía, salvo en aquellos casos en los que el OS comunique a través de la página Web privada de eSIOS una prolongación del periodo de tiempo disponible para la actualización de estas ofertas.

11. Programación intradiaria

11.1. Elaboración del programa horario tras las subastas del mercado intradiario (PHF).

De acuerdo con los horarios establecidos en el anexo I de este procedimiento, el OS recibirá del OM la información referente al resultado de las subastas del mercado intradiario, el orden de mérito de las ofertas de compra y venta de energía resultante de la casación de ofertas en dicha subasta del mercado intradiario y todas las ofertas presentadas a dicha sesión de subasta.

Asimismo, el OS recibirá del OM la información relativa al precio marginal de cada una de las sesiones de subasta del mercado intradiario correspondiente a las zonas de oferta de España y de Portugal para cada periodo de programación.

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, el OS recibirá de los participantes en el mercado, 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.

Los programas por unidad de programación nominados deberán respetar, en su caso, las limitaciones establecidas por seguridad establecidas en el anexo V de este procedimiento de operación.

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 Horario Final (PHF) en el horario fijado en el anexo I de este procedimiento de operación.

Con posterioridad a cada sesión de subasta del mercado intradiario, en el horario establecido en el anexo I, los operadores de los sistemas eléctricos portugués y español establecerán de forma conjunta el programa resultante en la interconexión Portugal-España tras las sesiones de subasta del mercado intradiario, al objeto facilitar dicho programa a la Plataforma de Contratación Continua Europea para el cálculo por parte de la misma de la capacidad de intercambio disponible en la interconexión Portugal-España para la negociación en el mercado intradiario continuo.

11.2. Elaboración Programa Horario Final definitivo (PHFC).

Al objeto de elaborar el Programa Horario Final definitivo (PHFC) correspondiente a cada periodo horario 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 periodo horario de inicio de programación, 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 la información relativa al precio horario de referencia de la energía gestionada en el mercado intradiario continuo.
- De los PM: Con una anterioridad no inferior a 50 minutos respecto al periodo horario de inicio de programación, 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 establecidas por seguridad del sistema.

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

El Programa Horario 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 periodo de programación.

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 periodo horario de inicio de programación.
- En aquellos casos en los que el OS no pueda integrar en su sistema con una anterioridad de 40 minutos respecto al periodo de 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.

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 horario 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 horario 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 entre BRP

Los cambios de programa entre BRP internos, 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 el artículo 20.2 de 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, y, en su caso, informará a la CNMC de cualquier incumplimiento relativo los términos en los que se deben realizar los cambios de programa entre participantes del mercado.

Los cambios de programa de unidades de programación serán comunicados al OS por ambos participantes del 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.

Los participantes en el mercado podrán enviar cambios de programas para un único periodo de programación, el periodo horario de programación siguiente (no negociable ya en el mercado intradiario continuo), con una antelación no inferior 30 minutos respecto al inicio del periodo de programación. No se permitirán transferencias de asignaciones de energía de balance entre unidades de programación.

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 del 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 Horario 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).

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) 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. Actuaciones ante desequilibrios frecuencia-potencia

En el momento en que se produzca una incidencia con desequilibrio entre la generación y demanda, se producirá, de forma automática, la actuación inmediata de la regulación primaria y secundaria para corregir el desequilibrio, con la consiguiente pérdida de reserva de regulación secundaria.

Si la reserva de regulación secundaria se redujera por debajo de los niveles deseables por razones de seguridad del sistema, el OS requerirá la utilización del servicio de regulación terciaria para regenerar la reserva secundaria, aplicando para ello el procedimiento de operación por el que se establece la prestación del servicio de regulación terciaria.

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 el 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 horario operativo (P48)

La publicación del P48 se inicia tras la publicación del PDVP para las horas correspondientes al día en curso y el horizonte completo del día siguiente, pudiendo ser

actualizado posteriormente en cualquier momento, con anterioridad y durante la hora 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 MWh 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 y, en su caso, subastas europeas de fijación de precio de la capacidad de intercambio en horizonte intradiario,
- Mercado intradiario de subastas regionales complementarias MIBEL,
- Participación en las plataformas europeas de balance, y
- Gestión coordinada de congestiones identificadas en la interconexión en tiempo real.

- 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 a 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 UPs) - Nominación de los correspondientes contratos bilaterales con entrega física en caso 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	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)
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 las interconexiones sin procedimiento coordinado de asignación de capacidad	14:45 horas
Publicación PDVP por el OS.	14:45 horas (en todo caso, hasta 75 min tras publicación PDBF).
Requerimientos de banda 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 banda de regulación secundaria.	16:30 horas (en todo caso, hasta 30 minutos tras el cierre de presentación de ofertas de regulación secundaria)
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 1ª	Sesión 2ª	Sesión 3ª	Sesión 4ª	Sesión 5ª	Sesión 6ª
Cierre de sesión subastas MI....	15:00	17:50	21:50	1:50	4:50	9:50
Resultados subastas MI.....	15:07	17:57	21:57	1:57	4:57	9:57
Comunicación resultados en la interconexión ES-PT a la Plataforma de Contratación Continua Europea	15:08	17:58	21:58	1:58	4:58	9:58
Recepción de nominaciones por UP y desgloses (*)	15:22	18:12	22:12	2:12	5:12	10:12
Publicación PHF(**).....	15:27	18:17	22:17	2:17	5:17	10:17
Horizonte de programación.....	24 horas	28 horas	24 horas	20 horas	17 horas	12 horas
(Periodos horarios).....	(1-24 D)	(21-24 D-1 y 1-24 D)	(1-24)	(5-24)	(8-24)	(13-24)

(*): 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; D-1: Día anterior al de programación

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

ANEXO II

Unidades de programación localizadas en el sistema eléctrico peninsular español

1. Conceptos generales

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

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

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

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 la instalación 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 la instalación 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.

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:

1. Unidades de programación de generación

- a) Grupo térmico de potencia neta máxima superior o igual a 100 MW:

Se constituirá una única unidad de programación por cada grupo térmico de potencia

neta superior o igual a 100 MW, conforme al valor de potencia neta del registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica (sección primera), entendiéndose 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.

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

Una unidad de programación térmica estará compuesta de una sola unidad física, entendiéndose como tal, cada clave diferenciada del correspondiente registro administrativo, salvo en el caso de centrales multieje, como determinados grupos de ciclo combinado (X turbinas de gas más Y turbinas de vapor), que integrarán tantas unidades físicas como número de motores térmicos los componen. Los ciclos combinados multieje operan en distintos modos de funcionamiento.

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.

Las unidades de programación definidas en este apartado podrán incorporar instalaciones de almacenamiento asociadas a la instalación de generación, según se desarrolle normativamente.

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

Se constituirá una única unidad de programación por cada conjunto de centrales hidroeléctricas que pertenezcan a una misma unidad de gestión hidráulica (UGH), debidamente constituida conforme a los criterios establecidos en la regulación vigente.

Cada unidad de programación correspondiente a una UGH estará compuesta por varias unidades físicas. Se considerará como unidad física a cada central hidroeléctrica, entendiéndose como tal, cada clave diferenciada del registro administrativo en el que se encuentre inscrita la instalación.

c) Unidades de programación de instalaciones o agrupaciones de instalaciones renovables (salvo UGHs), de cogeneración y de residuos:

Con carácter general, para instalaciones de producción de energía eléctrica que utilicen fuentes de energía primaria renovable (salvo UGHs), instalaciones de cogeneración e instalaciones que utilicen residuos como fuente de energía primaria, 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	

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.

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.

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

Las unidades de programación definidas en este apartado podrán incorporar instalaciones de almacenamiento asociadas a las instalaciones de generación, según se desarrolle normativamente.

Organización en Unidades Físicas (UF)

A efectos de lo establecido en este apartado se entiende por:

Instalación: Cada clave diferenciada del correspondiente Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica.

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.

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

Dispondrán de unidad física con localización geográfica específica:

- Cada instalación de potencia instalada superior a 1 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 con el mismo combustible.
- 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.

Dispondrán de una única unidad física agregadora por unidad de programación, sin localización geográfica específica, 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 disponer de unidades físicas específicas diferenciadas.
- Las instalaciones o agrupaciones cuya suma de potencia neta instalada sea superior a 1 MW podrán constituirse en una unidad de programación individual, con una o varias unidades físicas.
- 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 horaria 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 horario de energía sea consumidor.

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

Conforme se desarrolle normativamente, las unidades de programación definidas en este apartado podrán incorporar instalaciones de almacenamiento asociadas a instalaciones de consumo.

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

Conforme a se desarrolle normativamente, las unidades de programación definidas en este apartado podrán incorporar instalaciones de almacenamiento asociadas a la instalación de consumo.

3. Unidades de programación de almacenamiento.

a) Instalaciones hidráulicas de bombeo

Las instalaciones hidráulicas de bombeo 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 como grupos de bombeo tenga asociados, entendiéndose 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 como grupos de bombeo integran la unidad de programación, entendiéndose como tal, cada clave diferenciada del registro administrativo correspondiente.

b) Otros almacenamientos

Las instalaciones de almacenamientos 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.

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

determinado nudo de la red de transporte o de la red de distribución.

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

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.

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.

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 desacomplamiento de mercados en horizonte diario
- La integración en el mercado de producción de la generación comprometida en contratos bilaterales físicos.

El saldo neto de todas las transacciones asociadas a unidades de programación genéricas 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.

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 del mismo 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.
 - b. Después del mercado diario: En caso de desacoplamiento de los mercados diarios y celebración de subasta diaria de respaldo (SDR).
- 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.
- 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.

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

Reclamaciones en el ámbito del proceso de programación

1. Presentación de reclamaciones

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.

Asimismo, los participantes en el mercado podrán presentar reclamaciones a través de la página Web privada del OS en caso de discrepancia con las publicaciones resultados de los diferentes procesos. Este mecanismo de reclamaciones podrá ser utilizado también por los participantes en el mercado para declarar al OS la existencia de errores en las ofertas presentadas y asignadas.

Sin perjuicio de que el participante del mercado pueda adelantar la información que estime oportuna a través de comunicación telefónica, fax o correo electrónico dirigido a las direcciones de correo electrónico o interlocutores habituales, será necesario, en cualquier caso, la existencia de una comunicación formal expresa a través de la página Web privada del OS, para su consideración como reclamación formal.

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 banda 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.

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. 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.

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 a 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.

5. 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 del mismo.

ANEXO V

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:

1. 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.
2. Se retirarán los contratos bilaterales en el orden indicado hasta que el programa de la unidad de comercialización resulte nulo o comprador en todas las horas.

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:

1. Se ordenarán las unidades de programación en orden decreciente atendiendo a su valor de potencia máxima.
2. 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 energía horaria correspondiente a la potencia máxima de cada unidad de programación y así hasta asignar el total del programa de la unidad de oferta asociada.
3. 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:

1. Se ordenarán las unidades de programación en orden decreciente atendiendo a su valor de potencia máxima.
2. 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 energía horaria correspondiente 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.
3. 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:

1. Se ordenarán las unidades de programación en orden decreciente atendiendo a su valor de energía programada.
2. 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:

1. Se ordenarán las unidades de programación en orden decreciente atendiendo a su valor de potencia máxima.
2. 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 energía horaria correspondiente 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.
3. 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:

1. Se ordenarán las unidades de programación en orden decreciente atendiendo a su valor de energía programada.
2. Respetando la ordenación del punto 1, se irá reduciendo la energía de las unidades de programación hasta un valor igual a cero o igual al del límite de potencia mínimo establecido, en su caso, por seguridad del sistema o hasta asignar el total del programa de la unidad de oferta asociada.

P.O. 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 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 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 en caliente:

Arranque programado y/o realizado por la unidad térmica de producción de forma tal que el intervalo de tiempo comprendido desde la última hora con programa asignado y la primera hora en la que se programa y/o se realiza el arranque es inferior a 5 horas; y 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.

3.4. Arranque en frío:

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

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, ya sea en frío o 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 de 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. Capacidad máxima de potencia activa

De la instalación de generación: la definición será la establecida en el Reglamento (UE) 2016/631 de la Comisión, de 14 de abril de 2016, que establece un código de red sobre requisitos de conexión de generadores a la red, con las precisiones que resulten de la aprobación e implementación nacional. Hasta que se apruebe la normativa nacional por la que se regulan aspectos necesarios para la implementación de los códigos de red europeos de conexión, la capacidad máxima de potencia activa de una instalación de generación vendrá determinada por el valor de potencia neta inscrita en la sección primera del registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica o el valor de potencia por el que se ha concedido el permiso de acceso y conexión a la red para aquellas instalaciones inscritas en la sección segunda del registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica.

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

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 la programación de la generación.

4.2. Unidades de programación para la venta de energía.

Los PM asociados a unidades 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 centrales reversibles de bombeo.
- 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 energía primaria 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, 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 para consumo de bombeo programado en el PDBF (reducción hasta la anulación del programa de consumo de bombeo del PDBF).

- Ofertas de compra de energía que tendrán carácter potestativo, para el incremento respecto al PDBF del programa de consumo de bombeo de la unidad.

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 afectada, 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 (producción, importación o consumo de bombeo).
- 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 del mercado diario o de alguna de las sesiones de subastas del mercado intradiario haya resultado negativo en uno o más de los periodos horarios del horizonte de programación correspondiente al día en cuestión. 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 menos 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 de los días en los que el precio marginal del mercado diario o de alguna de las sesiones de subastas del mercado intradiario haya resultado negativo en uno o más de los periodos horarios del horizonte de programación correspondiente al día en cuestión. 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 menos 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 multieje, 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.

- 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 consumo de bombeo, y de los posibles redespachos de energía a bajar aplicados sobre una unidad de venta, en caso de que la misma 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).

Las unidades de venta de energía correspondientes a grupos térmicos podrán presentar ofertas complejas que constarán de cuatro términos:

- Ingresos por mantener acoplada la unidad durante una hora.
- Ingresos por unidad de energía producida.
- Ingresos por arranque en frío.
- Ingresos por arranque en caliente.

En el proceso de solución de restricciones técnicas estas ofertas complejas serán tenidas en consideración únicamente en los casos en los que la correspondiente unidad de venta de energía tenga un programa horario nulo en todos y cada uno de los periodos que constituyen el horizonte diario de programación, o bien tenga únicamente programa de energía en uno o varios de los tres primeros periodos horarios de dicho horizonte, a modo de rampa descendente de carga asociada a un proceso de desacoplamiento de la unidad.

Adicionalmente en el caso de ciclos combinados multieje el término de arranque en caliente de las ofertas complejas será tenido en cuenta cuando por seguridad del sistema, se requiera un cambio en el modo de funcionamiento que conlleve el arranque de una o más turbinas de gas.

En aquellos casos en los que la oferta compleja sea aplicable, al verificarse la condición anteriormente indicada, la utilización de la misma se efectuará bajo los siguientes criterios:

- Se considerará que la unidad permanece acoplada en un determinado periodo de programación siempre y cuando su programa de producción sea superior a cero en dicho periodo.
- El término correspondiente a los ingresos por unidad de energía producida se especificará mediante un único bloque.
- Se considerará arranque en caliente o en frío según corresponda.

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 la programación de la generación.

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.

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

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 unidades de consumo de bombeo, de acuerdo con la definición de las mismas y otra información complementaria (potencia correspondiente al mínimo técnico de la unidad de producción, potencia nominal de consumo de bombeo, etc.) 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 de unidades físicas concretas, incorporadas en una determinada unidad de venta de energía, y no sea suficiente una modificación del programa de la unidad de venta 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 de programa máximo aplicadas por restricciones técnicas sobre unidades físicas solo darán lugar a redespachos de energía en aquellos casos en los que la unidad física tenga localización geográfica específica y cuente con telemida asociada unívoca.

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 producción 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 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 y centrales reversibles de bombeo.
 - 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.
- 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 producción y a las unidades de adquisición para consumo de bombeo.
- 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.

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 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) 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 de energía asociadas a instalaciones de producción:

- Unidades correspondientes a grupos térmicos no renovables.
- Unidades correspondientes a centrales reversibles de bombeo.

- Unidades de producción de instalaciones que utilizan fuentes de energía renovables.
- c) 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.
 - Unidades correspondientes a centrales reversibles de bombeo.
 - Unidades de producción de instalaciones que utilizan fuentes de energía renovables.
- Unidades de adquisición de energía para consumo de bombeo.
- 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.

d) 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 horario del mercado diario. Para el cálculo del coste se considerará, en su caso, el programa que las unidades de producción tengan en el día previo al de programación, de acuerdo con el último PHFC 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.

En el caso de ciclos combinados multiteje, cuando se requiera un cambio en el modo de funcionamiento de un ciclo combinado multiteje, 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 de arranque en caliente de la oferta compleja de restricciones técnicas que haya sido presentada.

Para la determinación del precio de los redespachos de energía y los posibles cambios de modo de funcionamiento de un ciclo combinado multiteje que puedan requerir el arranque de una o más turbinas de gas adicionales, se considerará, en su caso, 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 PHFC que haya sido publicado 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.

Para la aplicación de reducciones de los programas de energía previstos en el PDBF para la solución de las restricciones técnicas identificadas en el sistema eléctrico español se tendrá en cuenta la influencia que el programa de energía de cada unidad tiene sobre las restricciones técnicas identificadas, utilizándose a estos efectos los factores de contribución a las restricciones técnicas obtenidos en los análisis de seguridad realizados.

Así, en el caso de que existan varias unidades con una influencia equivalente sobre las restricciones técnicas identificadas, para la solución de éstas se reducirán los programas de las unidades mediante la aplicación de la regla prorata sobre sus correspondientes programas de energía, teniendo en cuenta el siguiente orden de prioridad, siempre y cuando la seguridad del sistema así lo permita:

- 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 a 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 a 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 los procedimientos de operación 12.2 y 12.3, 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 que los efectos 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 de programación por razones de seguridad del sistema, procediendo a aplicar las sucesivas reducciones siguiendo el orden de los factores de contribución decrecientes obtenidos en los análisis de seguridad.

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 (consumo de bombeo y, en su caso, exportaciones) serán consideradas anulaciones del programa correspondiente previsto en el PDBF.

- 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 grupos térmicos compuestos por más de una unidad física, 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 hasta un valor igual al de su programa en el PDBF, al objeto de evitar posibles reducciones posteriores de este programa de consumo de bombeo.

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 consumo de bombeo, 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.

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 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 prorrata 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 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 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 de venta de energía no puede superar un determinado valor.

Unidad de adquisición de energía correspondiente a un consumo de bombeo en la que por razones de seguridad del sistema su programa de adquisición de energía no puede ser inferior a un determinado valor.

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 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 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 para consumo de bombeo).
- 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).

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 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 venta, las limitaciones de programa por seguridad en posteriores mercados se asociarán también a estas unidades físicas y no al conjunto de la unidad de venta de energía.

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

(medidas topológicas, entre otras), podrá solicitar al OS la introducción de las modificaciones 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 el intercambio de información, 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.

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 modificaciones requeridas en el PDBF e informará de forma fehaciente al gestor de la red de distribución de la introducción de los redespachos, así como de las limitaciones de programa aplicadas en razón de la seguridad de la red de distribución.

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 congestiones identificadas en la evacuación de generación.

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

- a) Congestiones en el caso base de estudio o identificación de condiciones de inestabilidad transitoria post-contingencia o ambos.

Se limitará la producción en la zona afectada por la congestión de tal forma que en ningún momento se sobrepasen en las líneas y transformadores de evacuación los límites de carga máxima fijados en el procedimiento de operación por el que se establecen los criterios de funcionamiento y seguridad de la operación del sistema.

Esta misma actuación se llevará a cabo en los casos en los que ante contingencia, los análisis dinámicos pongan de manifiesto la existencia de situaciones de inestabilidad transitoria en una determinada zona del sistema eléctrico que queda débilmente unida al resto del sistema o, incluso en el extremo, prácticamente aislada del mismo, con un fuerte desequilibrio producción-demanda en la zona, que pondría en riesgo la seguridad del suministro en la misma.

La reducción del programa de energía respecto al PDBF de las unidades cuya contribución a las restricciones técnicas identificadas supere un determinado umbral mínimo, se efectuará sobre la base de su contribución a la restricción técnica identificada, reduciéndose los programas de las unidades según orden de factores de contribución decrecientes.

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

- 1) 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 periodos horarios del horizonte de programación, a modo de rampa ascendente o descendente de carga asociada a un proceso de acoplamiento o desacoplamiento de la unidad.
- 2) Se establecerá también un límite de programa máximo de valor igual a cero sobre las unidades físicas con influencia en la congestión que estén integradas en una unidad de programación con desglose incorrecto. Se prorrateará la energía a reducir entre el resto de unidades en función de su programa previsto en el PDBF, teniéndose en cuenta el orden de prioridad para la reducción de la energía programada indicado en el apartado 6.1.3. En este proceso de reducción del programa de energía respecto al PDBF se respetará el mínimo técnico de los grupos térmicos y los programas de energía en uno o más de los tres primeros periodos horarios 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 grupos térmicos 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 situación de congestión en la evacuación de producción en la que participen varias unidades pertenecientes a un mismo SM con una contribución equivalente a la congestión y mismo orden de prioridad conforme al apartado 6.1.3 de este procedimiento, 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 establecen los intercambios de información con el OS y, siempre que la seguridad del sistema así lo permita.

b) Congestionamientos en situaciones post-contingencia.

Una vez comprobada la no existencia de congestiones en el caso base de estudio, o de condiciones de inestabilidad transitoria 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 congestiones post-contingencia.

En el caso de detectarse congestiones de este tipo, se analizará su solución mediante la adopción de medidas correctoras que se aplicarán sólo en caso de producirse aquellas contingencias que provocan restricciones técnicas.

Cuando no sea posible la adopción de medidas correctoras post-contingencia, o bien, la implantación de estas medidas exija un tiempo superior al admitido para la consideración de sobrecargas transitorias en elementos de transporte, de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establecen los criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del sistema, se establecerán las medidas preventivas necesarias, mediante la reducción de los programas de las unidades de producción de la zona, aplicando los mismos criterios indicados anteriormente para la solución de congestiones en el caso base.

c) Teledisparos en unidades de producción.

En el caso de congestiones en la evacuación de producción de una zona limitada a situaciones post-contingencia, las unidades de producción que puedan verse afectadas por una limitación a su generación, podrán evitar, o al menos reducir, esta limitación de su programa, mediante la activación, previa autorización por el OS, de un automatismo de teledisparo de generación que actúe en caso de presentarse cualquiera de las contingencias que provocan sobrecargas post-contingencia inadmisibles. Estos automatismos de teledisparo de generación podrán dar lugar a la desconexión de la unidad de producción y a la pérdida completa de la producción de la misma, o bien, a una reducción rápida y parcial de la producción de la unidad sin desconexión de la misma.

Lo anterior será de aplicación siempre y cuando estos automatismos de teledisparo 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.

En los casos en los que existan varias unidades de generación con distinto orden de prioridad y para la solución de la congestión se requiera la activación de un número de automatismos de teledisparo de generación inferior a los existentes, éstos se activarán respetando el orden de prioridad establecido en el apartado 6.1.3, siempre y cuando la seguridad del sistema así lo permita. En el caso de unidades con igual orden de prioridad, el OS establecerá un sistema de turnos rotatorios para la activación de los mismos en cuya definición podrán tener participación los PM asociados a las unidades de producción de la zona provistas de sistemas de teledisparo.

Una vez resueltas las restricciones técnicas, en el caso de que la activación de un teledisparo en una unidad, además de evitar total o parcialmente la limitación de su programa de producción, conlleve una reducción de programa que exceda la reducción que se solicitaba a la unidad que activa dicho teledisparo, el margen adicional de

producción será distribuido entre las restantes unidades de producción, dando preferencia a aquellas unidades que, disponiendo de un sistema de teledisparo, no les haya sido requerida la activación.

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 automatismos de teledisparo.

- d) Aplicación de limitaciones para evitar congestiones en posteriores mercados por incremento de la producción respecto al PDVP.

En el caso de que no existan congestiones en el caso base de estudio ni en situación post-contingencia con los programas de venta de energía en el PDBF correspondientes a estas unidades de producción, pero estas congestiones 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 horariamente, cuál es el máximo valor de producción que puede admitirse en la zona, identificando si la restricción se presentaría sólo en situación post-contingencia, o bien si correspondería a una congestión en el caso base.

Si la posible congestión se identifica sólo en situación post-contingencia, se determinará cuál es el valor máximo admisible de producción en la zona teniendo en consideración los teledisparos de los grupos de la zona, supuestos estos grupos con los mismos programas de energía del PDVP.

Una vez establecido en ambos casos el máximo incremento de producción respecto a los programas previstos en el PDVP, 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.

El OS establecerá dichas limitaciones de programa por seguridad dando prioridad a las unidades con programa factible 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 horarios 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.

6.1.8. 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 en razón de 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. Obtención de un programa equilibrado generación-demanda.

Medios para el reequilibrio generación-demanda: Para restituir el equilibrio generación-demanda, el OS podrá proceder a la asignación de las ofertas simples 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:

- a) Unidades de venta de energía asociadas a instalaciones de producción consideradas aptas para participar en la fase 2 del servicio de restricciones técnicas según la Resolución de la Secretaría de Estado de Energía por la que se establecen los criterios de aptitud para participar en los servicios de ajuste del sistema.
- 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.
- c) Unidades de adquisición de energía para consumo de bombeo (UAB).

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.

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) 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 producción 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 producción programada o limitada para la solución de restricciones 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 del PDBF, de acuerdo con la última información disponible en relación con las indisponibilidades de generación.

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 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, 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 producción, 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 el programa de energía previsto en el PDBF y que no puede producir, 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 producción 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 producción 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 horarios 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 que haya sido precisa.

6.5. 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 la programación de la generación, 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 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 precio marginal horario 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.

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.

En este proceso la oferta compleja podrá ser tenida en consideración únicamente en los casos en los que la correspondiente unidad de venta de energía tenga un Programa Horario Final definitivo (PHFC) nulo en todos y cada uno de los periodos que constituyen el horizonte de programación de dicho PHFC y, en su caso, un PHF nulo para todos aquellos periodos del horizonte diario de programación no cubiertos por el PHFC en el momento de establecer la limitación, o bien tenga únicamente un programa de energía en los tres primeros periodos horarios de dicho horizonte, a modo de rampa descendente de carga asociada a un proceso de desacoplamiento de la unidad.

En los casos en que se requiera un cambio en el modo de funcionamiento de un ciclo combinado multieje que conlleve el arranque de una o más turbinas de gas, se considerará además el arranque programado y realizado de cada turbina de acuerdo con el término de arranque en caliente de la oferta compleja de restricciones que haya sido presentada.

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, añadiéndose a dicho valor la banda de regulación secundaria asignada a subir.

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 a lo establecido en el apartado 6.1.3.

Para la solución de congestiones en la evacuación de la producción en tiempo real se procederá según el apartado 6.1.7 de este procedimiento.

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 y acoplamiento 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, 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 y acoplamiento de cada uno de ellos, con el objeto de asegurar así la reserva adicional de potencia a subir requerida con el mínimo coste asociado.

Cuando se programe el arranque y acoplamiento 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 este proceso de arranque y acoplamiento 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 horarios con insuficiente reserva de potencia a subir y, la potencia máxima disponible del grupo por el número de periodos horarios en los que se requiere la programación de grupos térmicos adicionales.

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 esta programación del arranque y acoplamiento 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 consumo de bombeo, 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 modificar los programas de producción previstos, una vez ya adoptadas por el gestor de la red de distribución todas las medidas a su alcance, 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 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 de la producción de grupos generadores 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 la producción de un grupo generador, estando el grupo 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 consumo de bombeo, 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 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 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 consumo de bombeo para las que, por razones de seguridad del sistema, se haya programado su acoplamiento y arranque, o un aumento de su programa de venta o una reducción de su programa de consumo de bombeo 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 correspondientes a ciclos combinados multiteje para los que por razones de seguridad del sistema, se haya programado el arranque y acoplamiento 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.

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 programados para la solución de restricciones técnicas del PDBF incorporarán los precios de la oferta simple presentada por la correspondiente unidad de venta, salvo en el caso, de que se trate de un grupo térmico para el que el PM asociado a la unidad haya presentado una oferta compleja al proceso de solución de restricciones técnicas, y ésta sea aplicable de acuerdo con los criterios establecidos en el apartado 6.1.3 de este procedimiento.

- Unidades programadas en el PDVP mediante una oferta simple:

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

- Unidades programadas en el PDVP mediante una oferta compleja:

En aquellos casos en los que los redespachos UPOPVPV sean asignados sobre grupos térmicos que han presentado una oferta compleja y ésta sea aplicable de acuerdo con los criterios establecidos en el apartado 6.1.3 de este procedimiento, los redespachos de energía incorporarán el precio que resulte inferior entre los dos siguientes:

- El resultante de aplicar la oferta compleja al programa asignado en el PDVP por restricciones.
- El resultante de aplicar la oferta compleja al programa horario final definitivo (PHFC) de la unidad tras su participación en el mercado intradiario y deducir de él los ingresos asociados a la valoración al correspondiente precio marginal horario de su programa PDBF en rampa descendente de carga durante las tres primeras horas, y los ingresos netos (saldo entre ingresos y pagos) derivados de su participación en las distintas sesiones del mercado intradiario y en el mercado intradiario continuo calculado como la energía contratada en este mercado al precio marginal horario del mercado diario.

Los cálculos realizados para la determinación del precio que irá incorporado en estos redespachos serán aplicados en ambos casos sobre el conjunto de periodos que constituyen el horizonte diario de programación, teniéndose además en cuenta, según proceda, el arranque en frío o en caliente de la unidad de producción.

- Programación sin existencia de oferta para este proceso, o insuficiencia de la oferta existente (UPOPVMER): 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 UPOPVMER, 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 hora incorporarán un precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de mayoración K MAY, de valor igual a 1,15, sobre el correspondiente precio marginal horario 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 horario 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 UPOPVPB 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 horario del mercado diario.

Transacción asociada a la ejecución de un contrato bilateral con entrega física (redespacho UPOPVPCBB ó 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 horario 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 UPLPVPV):

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 horario 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 o, en su caso, a una exportación de energía a sistemas externos (redespacho UPLPVPCB):

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 horario del mercado diario.

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 de consumo de bombeo 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 horario 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 horario 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 horario del mercado diario si dicho precio es mayor o igual a 0, y un precio de valor igual al 115% del correspondiente precio marginal horario 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 KMAY, de valor igual a 1,15, sobre el correspondiente precio marginal horario del mercado diario si dicho precio es mayor o igual a 0, y un precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de minoración KMIN, de valor igual a 0,85, sobre el correspondiente precio marginal horario 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 horario del mercado diario si dicho precio es mayor o igual a 0, y un precio de valor igual al 85% del correspondiente precio marginal horario 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 horario 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 horario 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 horario 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 horario 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 el arranque programado y realizado de cada turbina gas de acuerdo con el término de arranque en caliente de la oferta compleja de restricciones técnicas presentada, cuando el incremento del programa de energía requiera un cambio en el modo de funcionamiento de un ciclo combinado multieje que conlleve el arranque de una o más turbinas de gas.

- b) Unidades de venta que reducen su programa de energía para la solución de restricciones técnicas en tiempo real.

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) Unidades de adquisición de consumo de bombeo que incrementan su programa de energía para la solución de restricciones técnicas en tiempo real.

El incremento del programa de consumo de bombeo de una unidad de adquisición para la solución de restricciones técnicas en tiempo real llevará asociado un redespacho de energía a bajar de tipo UPLTROR. Este redespacho tendrá una energía igual a la magnitud del incremento de programa, incorporando un precio igual a la suma del precio de la oferta de energía a bajar presentada para dicha unidad al proceso de solución de restricciones técnicas y utilizada a estos efectos, y cuando el precio marginal horario del

mercado diario sea mayor o igual a cero, del resultante de aplicar un coeficiente KBO, de valor 0,70, sobre el correspondiente precio marginal horario del mercado diario.

- d) 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 KMAY, de valor igual a 1,15, sobre el correspondiente precio marginal horario 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 horario correspondiente.

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

En el caso de unidades de adquisición de consumo de bombeo, el incremento de su programa para la solución de restricciones técnicas en tiempo real llevará asociados dos redespachos de energía a bajar de tipo UPLMER, cuando el precio marginal horario del mercado diario sea mayor o igual a 0. Estos redespachos tendrán cada uno una energía igual a la magnitud del incremento de programa, incorporando uno de ellos un precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de minoración KMIN, de valor igual a 0,85, sobre el correspondiente precio marginal horario del mercado diario, y el otro un precio igual al resultante de aplicar un coeficiente KBO, de valor 0,70, sobre el correspondiente precio marginal horario del mercado diario. Cuando el precio marginal horario del mercado diario sea menor que 0, el incremento de programa de unidades de adquisición de consumo de bombeo para la solución de restricciones técnicas en tiempo real llevará asociado un redespacho de energía a bajar de tipo UPLMER que tendrá una energía igual a la magnitud del incremento de programa y un precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de mayoración KMAY, de valor igual a 1,15, sobre el correspondiente precio marginal horario del mercado diario.

2. Ejecución efectiva de los redespachos programados conforme a medidas

El OS determinará con arreglo a las medidas, en aquellos casos en que sea aplicable, las modificaciones que sean precisas para los precios incorporados en los redespachos programados, teniendo en cuenta así los arranques y el tipo específico de arranque (en frío o en caliente) programados, y el hecho de que se hayan producido éstos de forma efectiva de acuerdo con las medidas recibidas, así como la energía real medida para la unidad y la energía para ella programada por criterios de seguridad (Fase 1).

En el caso de que la energía medida en una hora para una unidad de venta sea inferior a la programada por seguridad y para una unidad de consumo de bombeo sea superior a la programada por seguridad, la energía incumplida será valorada al precio resultante de la diferencia entre el precio medio ponderado de toda la energía programada a subir para la solución de las restricciones técnicas y el correspondiente precio marginal horario del mercado diario.

P.O. 3.3. Activación de energías de balance procedentes del producto de reserva de sustitución (RR)

1. Objeto.

El objeto de este procedimiento es la aplicación en el sistema eléctrico peninsular español del proceso europeo de activación e intercambio de energías de balance correspondientes al producto de reservas de sustitución (producto Replacement Reserves, RR por sus siglas en inglés), conforme a lo contemplado en el Reglamento (UE) 2017/1485 de la Comisión de 2 de agosto de 2017 por el que se establece una Directriz sobre la gestión de la red de transporte de electricidad (Reglamento SO) 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 (Reglamento EB).

2. Ámbito de aplicación.

Este procedimiento aplica al operador del sistema eléctrico español (OS), a los proveedores de servicios de balance (Balancing Service Providers (BSPs), por sus siglas en inglés) habilitados por el OS conforme a lo establecido en la normativa de aplicación vigente, y a los sujetos de liquidación responsables del balance (Balancing Responsible Parties (BRPs), por sus siglas en inglés) del sistema eléctrico peninsular español.

3. 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.

4. Activación de energías de balance correspondientes al producto de reservas de sustitución (producto RR).

Conforme al artículo 19 del Reglamento EB, la activación e intercambio de energías de balance correspondientes al producto de reservas de sustitución (producto RR) se realizará mediante la utilización de la plataforma europea para el intercambio de dichos productos transfronterizos estándar de energías de balance, gestionada por los operadores del sistema conforme a lo establecido en el Reglamento EB.

La activación del producto RR en esta plataforma europea de servicios de balance 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) del Reglamento EB.

Las ofertas del producto RR recibidas por el operador del sistema eléctrico peninsular español (OS) de los participantes habilitados como proveedores del servicio de reservas de sustitución, según el apartado 4 de este procedimiento, y validadas de acuerdo al artículo 9.2 de este procedimiento serán puestas a disposición de la plataforma RR por el OS para su activación. Los proveedores conectados en el sistema eléctrico peninsular español recibirán a su vez del OS la información necesaria para la activación de la energía de balance correspondiente al producto RR y su correspondiente liquidación.

5. Proveedores del servicio de reservas de sustitución (RR).

Podrán ser habilitadas por el operador del sistema eléctrico español como proveedoras del servicio de reservas de sustitución (RR) todas aquellas unidades de programación conectadas al sistema eléctrico peninsular español que acrediten su capacidad técnica y operativa para la prestación del servicio, conforme a lo establecido en el artículo 9 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, de acuerdo con el artículo 5.4(c) del Reglamento EB.

Para poder presentar ofertas del producto RR al OS y ser consideradas a todos los efectos participantes en este servicio, las unidades de programación deberán contar con la habilitación expresa del OS para la provisión de este servicio.

Las unidades de programación que estuvieran habilitadas en el servicio de gestión de desvíos el día inmediato anterior al del inicio de la participación del sistema eléctrico español en la plataforma europea de RR, se considerarán ya habilitadas para la provisión del servicio de reservas de sustitución, siéndoles no obstante de aplicación las condiciones de repetición de pruebas recogidas en el apartado 6.4 del PO 3.8. La habilitación de nuevas unidades de programación para el producto RR seguirá lo descrito en el procedimiento de operación por el que se establecen las pruebas para la participación de las instalaciones en los procesos gestionados por el operador del sistema.

El OS verificará la capacidad técnica y operativa de las unidades de programación habilitadas para la prestación del servicio de provisión de reservas de sustitución mediante la comprobación de los perfiles de respuesta en potencia para cada período de suministro de reservas. Dicha comprobación tendrá en cuenta el tiempo de activación (FAT) del producto de balance gestionado en el mercado de provisión de reservas de sustitución y el

periodo de entrega en el sistema eléctrico peninsular español y la desviación de la potencia neta suministrada por la unidad de programación con respecto a su potencia neta programada en el mercado de provisión de reservas de sustitución. Mediante este seguimiento de la prestación del servicio, el OS reevaluará de forma continua la calificación de las unidades de programación como proveedoras del servicio de provisión de RR, conforme a lo recogido en el apartado 6 del artículo 162 del Reglamento (UE) 2017/1485 de la Comisión, dando así cumplimiento al proceso de reevaluación que debe ser realizado como mínimo una vez cada 5 años.

Si el OS detectara un incumplimiento reiterado de los requisitos exigidos y/o una inadecuada calidad del servicio prestado que pusiera de manifiesto la falta de capacidad técnica de la unidad de programación para la prestación del servicio y/o la no remisión de la información de cambios o modificaciones que pudieran afectar a la prestación del servicio, informará de forma detallada al titular de la unidad de programación y a la CNMC, concediendo un plazo para introducir las mejoras necesarias. Si pasado el plazo no se introdujeran las mejoras indicadas, el OS podrá retirar la habilitación para la prestación del servicio previamente concedida, hasta que se constate el cumplimiento del requerimiento del OS.

6. Producto RR estándar para el intercambio de energías de balance entre sistemas eléctricos.

Conforme a lo establecido en el artículo 11(5) del RRIF el intercambio transfronterizo de energías de balance se realizará inicialmente por periodos de programación horarios. Con posterioridad, en una siguiente fase, se efectuará el cambio a la programación cuarto-horaria en los servicios de balance en el sistema eléctrico peninsular español.

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 de este documento se encuentran detalladas dichas características, con las particularidades aplicables en el caso del sistema eléctrico peninsular español.

7. Ofertas del producto RR de los proveedores del servicio al OS.

Las ofertas del producto RR podrán ser simples (completamente divisibles, divisibles o indivisibles) o bien presentar características complejas (exclusividad, multi-parte, vinculadas en tiempo), conforme a lo indicado en el artículo 9 del RRIF, con las particularidades previstas en el Anexo de este documento, para los proveedores del servicio de RR en el sistema eléctrico peninsular español.

En el documento de intercambios de información entre los participantes en el mercado y el operador del sistema se incorporan los tipos de oferta admitidos por la plataforma europea para la gestión del producto RR.

De forma transitoria hasta que se produzca el paso a la programación cuarto-horaria en la gestión de los servicios de balance en el sistema eléctrico peninsular español, los proveedores del servicio de RR podrán utilizar aquellos tipos de oferta del producto RR que sean compatibles con la asignación de ofertas para periodos horarios completos.

8. Proceso de activación de energías de balance del producto estándar RR.

El proceso de activación de energías de balance del producto estándar RR, finaliza 30 minutos antes del inicio del periodo de entrega de la energía y consta de las siguientes fases tal y como se indica en el artículo 3 del RRIF:

- Presentación por los proveedores del servicio al OS, de las ofertas de energías de balance correspondientes al producto RR.
- Envío del OS a la plataforma europea de activación del producto RR de la información correspondiente a:
 - Ofertas válidas de energías de balance del producto RR,
 - Necesidades de balance a satisfacer con energías de tipo RR,
 - Capacidad disponible en las interconexiones internacionales (ATC) y, en su caso,
 - Requisitos de control de flujo en las interconexiones.
- Comunicación de la plataforma europea de activación del producto RR al OS de la siguiente información:
 - Activación de ofertas correspondientes a proveedores del servicio del sistema eléctrico peninsular español, realizada por la plataforma europea de RR.
 - Necesidades satisfechas por la plataforma europea de RR.
 - Capacidad de intercambio utilizada en el proceso RR.
 - Posiciones netas del sistema eléctrico peninsular español.
 - Programas establecidos en las interconexiones del sistema eléctrico peninsular español.
 - Precios resultantes de la activación del producto RR.
- Comunicación del OS a los proveedores de este servicio en el sistema eléctrico peninsular español, de la siguiente información:
 - Información sobre las ofertas de energía de balance, clasificadas conforme a los criterios establecidos en el proceso de validación descrito en el apartado 8.2 de este procedimiento en:
 - Ofertas enviadas por el OS a la plataforma europea de RR:
 - Disponibles para la asignación en la plataforma europea de RR
 - No disponibles para la asignación en la plataforma europea de RR por estar afectadas por limitaciones de programa por seguridad del sistema eléctrico peninsular español.
 - Ofertas no enviadas a la plataforma por infactibilidad respecto al Programa Horario Final definitivo.
 - Resultados de la activación del producto RR (ofertas aceptadas y precios).

La plataforma europea de RR comunicará al OS la posición neta (Net Position) de cada operador del sistema, al objeto de realizar las correspondientes validaciones entre operadores de sistema de acuerdo con lo establecido en el artículo 3.1(e) del RRIF.

La hora límite para que los proveedores del servicio de RR envíen sus ofertas a los TSOs y la hora límite para el envío de la información a la plataforma europea de RR por parte de los TSOs son las definidas en los artículos 7 y 8 del RRIF, respectivamente.

Como resultado del proceso anterior, 30 minutos antes del inicio del suministro quedarán establecidos, en su caso, los programas de intercambio de energías de balance correspondientes al producto RR en las interconexiones del sistema eléctrico español.

En el caso de que el Programa Horario Final definitivo (PHFC) tras el mercado intradiario continuo de ámbito europeo se reciba con una antelación inferior a 48 minutos respecto al inicio del correspondiente horizonte de programación, el OS no realizará envío alguno de ofertas a dicha plataforma. En esta situación y en caso de identificarse una situación de

emergencia, el OS sí podrá enviar las necesidades de balance a satisfacer con energías de tipo RR.

9. Intercambios de información asociados al proceso de activación de energías de balance RR.

9.1 Capacidad disponible en las interconexiones internacionales (ATC)

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.

9.2 Ofertas de energías de balance de tipo RR de los proveedores del servicio validadas por el OS

Según lo establecido en el artículo 3 del RRIF, el operador del sistema eléctrico español pondrá a disposición de la plataforma europea de RR las ofertas de energías de balance del producto RR presentadas por los proveedores del servicio, una vez validadas por el OS, respetando los plazos de tiempo establecidos a nivel europeo en el artículo 8 del RRIF.

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 al artículo 8 del RRIF, el OS llevará a cabo un proceso de validación de las ofertas de RR recibidas, teniendo en cuenta el Programa Horario Final definitivo y la información de indisponibilidades comunicadas por los proveedores del servicio hasta ese momento para el siguiente periodo horario 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.

9.3 Necesidades de energía de balance de RR del sistema eléctrico español

El operador del sistema eléctrico español pondrá a disposición de la plataforma europea de RR las necesidades de balance del sistema eléctrico peninsular español para su consideración en el proceso RR respetando los plazos y formatos establecidos para estos intercambios de información a nivel europeo en el artículo 8 del RRIF.

El OS podrá enviar necesidades elásticas a la plataforma de acuerdo con lo establecido en la correspondiente metodología para la determinación del precio elástico de la necesidad de balance para cubrir las necesidades de RR del sistema eléctrico peninsular español.

De acuerdo a lo establecido en el artículo 11.2 del RRIF, el OS podrá incluir una banda de tolerancia asociada a su necesidad inelástica cuyo uso no podrá incrementar el precio marginal resultante de la asignación de la plataforma europea de RR.

El volumen de necesidades solicitado por el OS no superará el volumen de ofertas enviadas a la plataforma europea de RR, salvo en situaciones en las que la seguridad del sistema resulte comprometida, en cuyo caso y conforme a lo establecido en el artículo 11.2 del RRIF, el volumen de necesidades requerido a la plataforma podrá ser superior al volumen de ofertas enviadas a la plataforma europea de RR.

9.4 Requisitos de control de flujo en las interconexiones

El operador del sistema eléctrico español podrá poner a disposición de la plataforma europea de RR requisitos de control de flujo en las interconexiones entre España y Francia, y/o entre España y Portugal de acuerdo a lo establecido en el artículo 3.1(b) del RRIF.

9.5 Resultados de la activación de ofertas del producto RR por la plataforma europea

Tras la recepción de la información relativa al resultado del proceso de optimización, desde la plataforma europea de RR, y con una antelación no inferior a 30 minutos respecto al inicio del suministro, el OS comunicará a los proveedores del servicio de RR la información relativa a la activación de sus ofertas en los formatos establecidos en el documento de intercambios de información entre los participantes en el mercado y el operador del sistema.

En caso de que por una incidencia en la plataforma europea de RR no se reciban los resultados de la activación de ofertas del producto RR, las necesidades del sistema eléctrico español serán cubiertas con la activación de energías del resto de servicios de balance del sistema, no estando prevista la aplicación de otros mecanismos de respaldo a nivel nacional específicos para el producto RR.

9.6 Actualización de la programación de los intercambios de energía en las interconexiones internacionales

El establecimiento de programas transfronterizos de RR entre los operadores de los sistemas eléctricos interconectados dará lugar a una actualización de los programas de intercambio de energía eléctrica en las interconexiones internacionales del sistema eléctrico peninsular español con los respectivos sistemas eléctricos vecinos interconectados.

Una vez haya finalizado la fase de activación de ofertas y se hayan establecido los programas de intercambio transfronterizo de energías de balance del producto RR, éstos tendrán carácter firme.

10. Liquidación de las energías de balance del producto RR.

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 propuestas desarrolladas en cumplimiento de los artículos 30 y 50 del Reglamento EB.

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 de ofertas activadas por razones de control de flujo en las interconexiones, la energía activada será valorada, en el periodo cuarto-horario correspondiente, al precio de oferta de dicha energía, siempre que su precio sea superior al precio marginal del producto RR en el sistema eléctrico peninsular español correspondiente a ese mismo periodo para ofertas de energía a subir o inferior al precio marginal en el caso de las ofertas a bajar. En otro caso, la energía activada será valorada al precio marginal correspondiente.

En el caso de ofertas activadas por razones de control del flujo en las interconexiones, el sobrecoste que resulte para el sistema eléctrico peninsular español se anotará en la cuenta del operador del sistema y será liquidado con cargo a las rentas de congestión de la correspondiente interconexión. En caso de que existan varios solicitantes de dicha acción sobre una interconexión, el sobrecoste se repartirá conforme a los acuerdos establecidos entre los operadores del sistema que comparten la 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.

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 cada una de las rentas de congestión del sistema eléctrico español, según corresponda.

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.

11. Publicación de información.

El operador del sistema publicará la información relativa al proceso de asignación del producto RR con la periodicidad y desglose que se determina en el procedimiento que establecen los intercambios de información relativos al proceso de programación.

12. Información a la CNMC.

El OS informará a la CNMC mensualmente sobre el funcionamiento y resultados de la plataforma europea de energías de balance RR, incluyendo todos aquellos aspectos que resulten necesarios para la supervisión de la participación del sistema eléctrico español en dicha plataforma, incluyendo los siguientes aspectos:

- Uso de necesidades elásticas
- Requerimientos de necesidades superiores al volumen de ofertas presentadas
- Situaciones en las que la plataforma no haya cubierto las necesidades solicitadas desde el sistema eléctrico español
- Justificación de los requerimientos de control de flujo en interconexiones
- Utilización de la indivisibilidad en las ofertas de los proveedores del servicio. En particular, el OS notificará a la CNMC aquellos casos en que el uso de bloques indivisibles sea sistemático o resulte incoherente con las limitaciones técnicas de la unidad de programación correspondiente o pudiera reflejar comportamientos de mercado no adecuados.
- Número de horas sin participación en la plataforma europea de intercambio de energías de balance RR por retrasos en el mercado intradiario continuo de ámbito europeo.

El OS pondrá a disposición de la CNMC la información detallada de ofertas, necesidades y resultados del mercado RR en el sistema eléctrico español.

ANEXO

Principales características del producto/oferta RR estándar

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 BSP
Cantidad mínima	1 MW
Cantidad máxima	No se establece valor máximo alguno, salvo los límites técnicos correspondientes. ³
Duración mínima del periodo de entrega	15 min ¹
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	En función de la oferta del BSP (15, 30, 45 o 60 minutos) ¹
Duración mínima entre el final de una desactivación y la siguiente activación	Determinada por el proveedor del servicio en su oferta
Resolución del precio de oferta	0,01 €/MWh
Límites al precio de oferta	No se establecen límites a los precios, salvo los límites técnicos correspondientes. ³
Resolución del periodo de tiempo	15 min

¹ Hasta el paso a programación cuarto-horaria en el sistema eléctrico peninsular español, la duración mínima del periodo de entrega será igual a 60 min.

² La duración máxima del periodo de entrega depende de la frecuencia del proceso de activación. La plataforma europea de RR arrancará con una frecuencia de activación horaria, lo que implica 24 horizontes de activación y la posibilidad de realizar optimizaciones que cubran 60 min. En caso de incrementarse el número de horizontes de activación (“gates”), por ejemplo, a 96 diarias, la duración máxima del periodo de entrega se reduciría a 15 min.

³ 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.

P.O. 3.6. Comunicación y tratamiento de las indisponibilidades de las unidades físicas de generación, demanda y almacenamiento

1. Objeto.

El objeto de este procedimiento es establecer los criterios que deberán aplicarse para la comunicación y el tratamiento de las indisponibilidades de las unidades físicas de generación, demanda y almacenamiento, con el fin de que el Operador del Sistema (OS) realice una adecuada programación de las unidades, conociendo en todo momento los medios disponibles para la operación del sistema, y, en su caso, pueda confirmar las circunstancias que las eximan de su obligación de presentar ofertas en el mercado diario en caso de indisponibilidad.

2. Ámbito de aplicación.

Este procedimiento es de aplicación al Operador del Sistema (OS) y a los participantes en el mercado.

3. Definiciones.

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.

Unidad física: Instalación o conjunto de instalaciones de generación, demanda o almacenamiento, definida conforme a los criterios establecidos en el PO 3.1.

Unidad física completamente disponible: se considera que una unidad física está completamente disponible si puede participar en el proceso de programación sin ninguna limitación en su capacidad de generación o consumo, de acuerdo con los criterios establecidos en el apartado 5 de este procedimiento de operación. En caso contrario, se considerará la existencia de una indisponibilidad, que podrá ser parcial o total.

Capacidad máxima de potencia activa de la instalación de generación: la definición será la establecida en el Reglamento (UE) 2016/631 de la Comisión, de 14 de abril de 2016, que establece un código de red sobre requisitos de conexión de generadores a la red, con las precisiones indicadas en el Real Decreto 647/2020, de 7 de julio, por el que se regulan aspectos necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión de determinadas instalaciones eléctricas.

Capacidad máxima de potencia activa de la instalación de demanda: la capacidad máxima de potencia activa de una instalación de demanda vendrá determinada por el valor de potencia contratada. A efectos de este procedimiento, en el caso de que la potencia contratada de la instalación varíe para los distintos períodos tarifarios, se establecerá el mayor de los valores como capacidad máxima de potencia activa de la instalación de demanda para todos los períodos tarifarios.

En el caso de instalaciones de almacenamiento, la capacidad máxima de potencia activa será la que se defina en la normativa pendiente de desarrollo.

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

4. Responsabilidades.

Los participantes del mercado son responsables de comunicar al OS cualquier indisponibilidad total o parcial, que haya afectado o pueda afectar a la capacidad de generación o consumo de potencia activa de sus respectivas unidades físicas, tan pronto como este hecho se produzca o se conozca, en los siguientes casos:

- Si la indisponibilidad afecta a unidades físicas de generación o almacenamiento de capacidad máxima igual o superior a 30 MW.
- Si la indisponibilidad afecta a unidades físicas de generación, demanda o almacenamiento integradas en unidades de programación habilitadas para participar en los servicios de balance del sistema
- Si la indisponibilidad afecta a unidades de programación de generación asociadas a proveedores de servicios de interrumpibilidad.

A efectos de la participación en el mercado, la comunicación posterior de estas indisponibilidades al Operador del Mercado (OM) es responsabilidad del OS.

El gestor de la red de distribución podrá conocer las indisponibilidades de las instalaciones conectadas a su red o a su red observable a través de los Sistemas de Información del Operador del Sistema (SIOS).

5. Criterios para la determinación de indisponibilidades de potencia activa.

La consideración de potencias indisponibles y los períodos de indisponibilidad de las unidades físicas atenderá a los siguientes criterios generales:

- a) Independientemente de la causa que haya provocado la indisponibilidad, la potencia indisponible de una unidad física, excepto en los casos para los que se indica un tratamiento específico (acoplamiento/desacoplamiento de instalaciones), vendrá determinada por la diferencia entre la capacidad máxima de potencia activa de la unidad física y la potencia activa realmente disponible.
- b) El período de indisponibilidad se define como el intervalo de tiempo comprendido entre el instante de inicio y el instante de fin de indisponibilidad, correctamente comunicado al OS por los participantes en el mercado. Una vez transcurrido el instante de fin de una indisponibilidad, sin que esta indisponibilidad haya sido anulada, dicho instante de fin será considerado como el de finalización efectiva de dicha indisponibilidad. En consecuencia, una vez transcurrido el instante de fin de una indisponibilidad, la indisponibilidad se considerará firme a todos los efectos, no pudiendo ser modificada, ni tampoco anulada a posteriori.
- c) En los procesos de arranque y acoplamiento de un grupo se considerará disponible la capacidad máxima de potencia activa de la unidad física, salvo en caso de existencia de limitaciones de potencia máxima, durante un tiempo, como máximo, igual al tiempo de preaviso desde orden de arranque en frío o en caliente, según corresponda, hasta mínimo técnico comunicado por el participante en el mercado.
- d) El retraso en el acoplamiento de un grupo, en horas y minutos, una vez llegada la hora límite en la que éste debía tener lugar, tendrá la consideración de indisponibilidad total del grupo hasta el instante de acoplamiento efectivo, en horas y minutos.

- e) Durante el proceso de parada de un grupo se considerará disponible toda su capacidad máxima de potencia activa, salvo que exista alguna causa que lo limite.
- f) La disponibilidad de una unidad física no se verá afectada cuando no existan medios suficientes en la red de transporte o, en su caso, en la red de distribución, que permitan la evacuación/consumo de potencia de la instalación o instalaciones que la integran, estando éstas en condiciones de generarla y/o consumirla. Se considerarán, por el contrario, indisponibilidades de la unidad física todas aquellas situaciones de reducción de su capacidad de producción o consumo debidas a problemas en elementos o equipos de conexión de la instalación o instalaciones que la integran con el correspondiente punto frontera de la red de transporte o, en su caso, de la red de distribución (transformador de salida de la instalación, interruptor de generación o demanda, líneas directas de conexión con la red de transporte o red de distribución, etc.).
- g) La disponibilidad de una unidad física se verá afectada por las posibles limitaciones de su fuente de energía primaria, y por otras condiciones que puedan afectar a su capacidad máxima de potencia activa, y que limiten su programación, incluyéndose en estos casos:
- Limitaciones en la disponibilidad del combustible utilizado como fuente primaria en las centrales térmicas.
 - Reducción del salto neto en las centrales hidráulicas y en las centrales reversibles de bombeo.
 - Cotas insuficientes en el embalse superior de las centrales hidráulicas, tanto convencionales como reversibles.
 - Limitaciones de la capacidad de consumo de bombeo debidas a cotas excesivas en el embalse superior y/o cotas insuficientes en el embalse inferior de las centrales reversibles de bombeo.
- h) La disponibilidad de una unidad física de tipo renovable no gestionable no se verá afectada por aquellas limitaciones de capacidad de generación que sean debidas a una situación de condiciones que limiten su fuente de energía primaria.
- i) La disponibilidad de una unidad física de demanda no se verá afectada por las condiciones de funcionamiento previstas en sus instalaciones, sino únicamente por aquellas situaciones no esperadas que puedan afectar a su capacidad máxima de potencia activa. En todo caso, para la adecuada asignación de los servicios de balance, la oferta del correspondiente servicio de balance deberá ser actualizada teniendo en cuenta el efecto de dicha indisponibilidad.

6. Procedimiento de comunicación de indisponibilidades.

Para la comunicación de indisponibilidades de potencia activa, el correspondiente participante en el mercado comunicará al OS, por los medios previstos a tal efecto, la siguiente información:

- a) Unidad física indisponible.
- b) Fecha y hora de inicio de la indisponibilidad.
- c) Fecha y hora de finalización de la indisponibilidad.
- d) Capacidad máxima activa disponible.
- e) Causa de la indisponibilidad.

Esta información deberá ser actualizada por el participante en el mercado mediante la incorporación de la mejor previsión disponible en cada momento.

El OS comunicará al OM, tan pronto como los haya verificado, los datos relativos a las

indisponibilidades de potencia activa comunicadas por el participante en el mercado para su consideración en el Mercado Diario (MD) y en las sesiones de subastas y rondas de carácter continuo del Mercado Intradía (MI).

El OS informará a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia de los incumplimientos que observe por falta de comunicación de los datos de indisponibilidad por parte de los participantes del mercado o errores en la información transmitida.

7. Consideraciones respecto a la integración de las indisponibilidades comunicadas en el proceso de programación

Las comunicaciones de indisponibilidad de potencia activa serán integradas en el proceso de programación mediante la modificación del programa de la correspondiente unidad de programación afectada, sucesivamente, para aquellas horas cerradas a negociación en el mercado intradía continuo y se publicarán en el siguiente programa horario operativo (P48).

Las indisponibilidades de potencia activa comunicadas por el participante en el mercado serán tenidas en cuenta en los procesos de asignación en los servicios de ajuste del sistema.

El OS comunicará al OM, tan pronto como los haya verificado, los datos relativos a las indisponibilidades comunicadas por los participantes en el mercado para su consideración en el Mercado Diario (MD) y en las sesiones de subastas y rondas de carácter continuo del Mercado Intradía (MI).

Si mediante la asignación del servicio de activación de reservas de sustitución (RR) y/u ofertas de regulación terciaria, o bien en el MI se modificase el programa de una unidad de programación declarada indisponible, la comunicación de un adelanto en la finalización de la indisponibilidad previamente comunicada no podrá dar lugar a una nueva modificación de su programa hasta que no se realice la correspondiente modificación de programa en las siguientes sesiones de subastas o rondas de carácter continuo del MI, o la asignación, en su caso, de ofertas de reservas de sustitución y/o regulación terciaria presentadas para dicha unidad.

La declaración de indisponibilidad de potencia activa y la correspondiente modificación del programa horario operativo (P48) no eximirá de participar, en la medida que le corresponda, en los costes originados. En este sentido, los redespachos por comunicación de indisponibilidades de potencia activa no modificarán el programa de la unidad de programación a efectos del cálculo del desvío de programa.

P.O. 3.8. Pruebas para la participación de las instalaciones en los procesos y servicios gestionados por el Operador del Sistema

1. Objeto.

El objeto de este procedimiento de operación es establecer las pruebas para la participación de las instalaciones de producción e instalaciones de generación asociadas a autoconsumo, instalaciones de demanda e instalaciones de almacenamiento de energía eléctrica en los procesos y servicios gestionados por el Operador del Sistema (OS).

En particular, se incluyen las siguientes pruebas realizadas por el OS:

- Pruebas de control de producción de generación renovable, cogeneración y residuos (RCR).
- Pruebas para la participación en los servicios de balance: regulación secundaria, regulación terciaria y de provisión de reservas de sustitución (RR, por sus siglas en inglés).

Asimismo, se establecen en este procedimiento los términos y condiciones de participación de las instalaciones de producción de energía eléctrica en los procesos de programación gestionados por el operador del sistema durante la fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento de las instalaciones.

2. Ámbito de aplicación

Este procedimiento es de aplicación a:

- a) El Operador del Sistema (OS)
- b) Las instalaciones de producción e instalaciones generación asociadas a autoconsumo, instalaciones de demanda e instalaciones de almacenamiento de energía eléctrica.
- c) Los gestores de la red de distribución, por las instalaciones que se conecten a su red o a su red observable.

3. Definiciones

Pruebas de control de producción de generación renovable, cogeneración y residuos: el objeto de las pruebas de control de producción de instalaciones y agrupaciones de fuentes renovables, cogeneración y residuos es el de verificar el cumplimiento de los requisitos de transmisión y ejecución de consignas por parte de los centros de control a los que estén adscritas dichas instalaciones y agrupaciones.

Pruebas para la participación en los servicios de balance: pruebas específicas necesarias para obtener la habilitación en los servicios de regulación terciaria, activación de energías de balance procedentes de reservas de sustitución (RR) y regulación secundaria, conforme a lo establecido en el artículo 9 de las Condiciones relativas al balance para los proveedores de servicios de balance y los sujetos de liquidación responsables del balance eléctrico en el sistema peninsular español, aprobadas por la CNMC.

Periodo de pruebas preoperacionales de funcionamiento: se considera que una instalación de producción o de generación asociada a autoconsumo está en fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento durante el periodo de tiempo que transcurre desde la fecha en la que la instalación obtiene la inscripción previa en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica, disponiendo la instalación del Acta de puesta en servicio para pruebas o autorización de explotación provisional para pruebas,

según resulte de aplicación, y la fecha de inscripción definitiva de dicha instalación en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica.

Dentro del término de pruebas preoperacionales de funcionamiento, se consideran todas las pruebas previas a la operación comercial de la instalación, incluidas, entre otras, tanto aquellas pruebas que representen una entrega de energía a la red, como aquellas otras que estén directamente asociadas al funcionamiento de la instalación en unas determinadas condiciones de generación/absorción de potencia reactiva.

Capacidad máxima de potencia activa de la instalación de generación: La definición será la establecida en el Reglamento (UE) 2016/631 de la Comisión, de 14 de abril de 2016, que establece un código de red sobre requisitos de conexión de generadores a la red, con las precisiones indicadas en el Real Decreto 647/2020, de 7 de julio, por el que se regulan aspectos necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión de determinadas instalaciones eléctricas.

Capacidad máxima de potencia activa de la instalación de demanda: La capacidad máxima de potencia activa de una instalación de demanda vendrá determinada por el valor de potencia contratada. A efectos de este procedimiento, en el caso de que la potencia contratada de la instalación varíe para los distintos períodos tarifarios, se establecerá el mayor de los valores como capacidad máxima de potencia activa de la instalación de demanda para todos los períodos tarifarios.

En el caso de instalaciones de almacenamiento, la capacidad máxima de potencia activa será la que se defina en la normativa pendiente de desarrollo.

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

4. Pruebas de control de producción de instalaciones de fuentes renovables, cogeneración y residuos

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), 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 ajuste del sistema.
- 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 de la entrada en vigor del presente procedimiento de operación.

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

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.

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 en la fecha acordada entre el Operador del Sistema y el centro de control al que se encuentre adscrita 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.

A efectos de la realización de estas pruebas, todas las instalaciones de fuentes renovables, cogeneración y residuos que formen parte de la misma agrupación deberán pertenecer al mismo subgrupo del artículo 2 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

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. Pruebas de control de producción de instalaciones de generación renovable, cogeneración y residuos

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 al que esté adscrita la instalación o agrupación, el OS emitirá una consigna de potencia con motivo 6¹, 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

¹ Pruebas

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 consignas de la instalación o agrupación.

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 0² 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.
5. Finalmente, se liberarán las consignas a capacidad máxima de potencia, 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 6¹ 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 6¹ durante el total del tiempo que dicha consigna ha estado activa,
- c) Tras la emisión de la consigna de potencia 0 con motivo 0², 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 0² 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 6¹, 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 al que esté adscrita la instalación o agrupación y dentro de los 30 minutos siguientes, el OS emitirá una consigna de potencia con motivo 6¹, 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

² Ausencia de limitación

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 capacidad máxima de potencia, 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.

5. Pruebas para la participación activa en el servicio de regulación secundaria

5.1. Consideraciones generales

Podrá solicitar la realización de estas pruebas una unidad física de generación, una unidad física de demanda, una unidad física de almacenamiento o un conjunto de unidades que corresponda a uno de los tipos anteriores que cumpla los requisitos previos para la realización de las pruebas, recogidas en el apartado 5.2.2). En este sentido, toda referencia a “unidad física” en este apartado 5 deberá ser entendida también como “conjunto de unidades físicas” que cumpla las condiciones de realización de pruebas de manera conjunta definidas en el apartado 5.2.2).

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

Se consideran unidades físicas de tecnología térmica aquellas que aprovechan la energía térmica de un fluido para generar electricidad. En particular, en el caso de instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, cogeneración y residuos, se consideran unidades de tecnología térmica aquellas clasificadas dentro de los grupos a y c y grupos b.6, b.7 y b.8 y aquellas del grupo b.3 del artículo 2 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, que cumplan la definición establecida en la frase anterior.

Las pruebas para la participación activa en el servicio de regulación secundaria se efectuarán en la fecha acordada entre el OS y la zona de regulación en la que se encuentre adscrita la unidad física, 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.

La realización de las pruebas deberá gestionarse siempre evitando la participación en el periodo de realización de pruebas en el mercado de banda de regulación secundaria, a menos que la zona de regulación disponga de un sistema secundario que, sobre el mismo AGC y parámetros de control, permita hacer la prueba sin afectar a la regulación. Durante el proceso de realización de las pruebas, cada GRD de conexión de reservas y cada GRD intermedio, en cooperación con el OS, podrá establecer límites a la provisión de reservas de potencia activa situadas en su red de distribución, o excluir dicha provisión, sobre la base de consideraciones técnicas, tales como la distribución geográfica de las unidades físicas, en cumplimiento del artículo 182 del Reglamento (UE) 2017/1485.

El OS utilizará las telemedidas en tiempo real de las entregas o tomas de energía, según corresponda, de la unidad física para verificar la correcta realización de las pruebas y validar los valores obtenidos. Hasta que se adapte el procedimiento de operación por el que se define el intercambio de información con el Operador del Sistema (PO 9 o aquellos que lo sustituyan) a lo dispuesto en las propuestas de implementación nacional de los

artículos 40.5 y 40.6 del Reglamento (UE) 2017/1485 de la Comisión, de 2 de agosto de 2017, y a la normativa pendiente de desarrollo por la que se establezcan los requisitos de intercambio de información de las instalaciones de almacenamiento con el OS, el OS podrá realizar las verificaciones que estime conveniente y estén a su alcance para asegurar que las telemidas de las instalaciones de demanda y almacenamiento corresponden con el perfil de las producciones o consumos realmente realizados.

Cada unidad física podrá repetir las pruebas para la participación en el servicio de regulación secundaria un máximo de 3 veces por año. A efectos de lo anterior, si la realización de las pruebas resulta errónea y el OS solicita la repetición de las mismas, dicha repetición no será contabilizada hasta alcanzar un máximo de 3 realizaciones erróneas en la misma prueba. Sin perjuicio de lo anterior, si el sujeto expusiera de manera justificada la necesidad de realizar pruebas adicionales, el operador del sistema podrá autorizarlas si así lo permiten las circunstancias.

En el caso de las unidades físicas clasificadas dentro del grupo a. del artículo 2 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, la provisión del servicio de regulación secundaria se deberá realizar mediante la variación de la generación neta de la instalación, para alcanzar el nuevo valor de potencia solicitado durante las pruebas, criterio que será aplicado de la misma forma tras la habilitación de la unidad física como proveedora de dicho servicio.

A efectos de este procedimiento, se considerará como potencia máxima de la unidad física que solicite realizar las pruebas:

- En el caso de unidades físicas asociadas a instalaciones de producción incluidas dentro de los grupos b.1, b.2, b.3, b.4 y b.5 del Artículo 2 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, la considerada teniendo en cuenta el recurso de energía primaria disponible en las condiciones de realización de las pruebas. Esta potencia máxima será la potencia producible declarada al Operador del Sistema. Para el resto de unidades físicas asociadas a instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, la potencia máxima será el valor de potencia por el que se ha concedido el permiso de acceso y conexión a la red.
- En el caso de unidades físicas asociadas a instalaciones de demanda, la declarada al OS previa realización de las pruebas, que deberá ser coherente con el punto de funcionamiento de la instalación y con la potencia con la que el sujeto titular desee habilitarse para la prestación del servicio.
- En el caso de unidades físicas asociadas a instalaciones de almacenamiento la capacidad máxima de potencia activa que se defina en la normativa pendiente de desarrollo.

En todo caso, la potencia máxima de la unidad física que solicite realizar las pruebas no podrá ser superior a la suma de las capacidades máximas de las instalaciones que formen parte de dicha unidad física.

A efectos de este procedimiento, se considerará como potencia mínima de la unidad física que solicite realizar las pruebas:

- En el caso de unidades físicas asociadas a instalaciones de producción de tecnología térmica, el valor de mínimo técnico declarado al Operador del Sistema en virtud de lo establecido en la normativa vigente.
- En el caso de unidades físicas asociadas a instalaciones de demanda, la declarada al OS previa realización de las pruebas, que deberá ser coherente con el punto de funcionamiento de la instalación y con la potencia con la que el sujeto titular desee habilitarse.

- En el caso de unidades físicas asociadas a instalaciones de almacenamiento y a instalaciones no incluidas en puntos anteriores, se considerará la potencia mínima que se defina en la normativa o, en su defecto, un valor de cero.

Cuando las pruebas las realice un conjunto de unidades físicas, se entenderá como potencia máxima la suma de las potencias máximas de cada una de las unidades físicas que conforman el conjunto. Del mismo modo, se entenderá como potencia mínima la suma de las potencias mínimas de cada una de las unidades físicas que conforman el conjunto.

5.2. Requisitos previos a la realización de las pruebas para la participación en el servicio de regulación secundaria.

Con carácter previo a la realización de las pruebas para la participación en el servicio de regulación secundaria, el OS verificará que:

- la unidad física cumple con los requisitos recogidos en el Artículo 9 de la Resolución de 11 de diciembre de 2019, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se aprueban 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.
- en el caso de unidades físicas constituidas por un conjunto de instalaciones, la unidad física cumple con los requisitos de estructuración de unidades físicas establecidos en el Anexo II del PO 3.1.
- en el caso de unidades físicas constituidas por instalaciones renovables, de cogeneración o residuos, dichas instalaciones han superado las pruebas de control de producción recogidas en el apartado 4 del presente procedimiento.

Además de lo anterior y con carácter previo a la aceptación de la solicitud para la realización de pruebas, es condición necesaria que el Operador del Sistema verifique que se cumplen los siguientes requisitos:

1) Requisitos que la zona en conjunto deberá verificar:

- Cumplimiento de los requisitos técnicos y funcionales del sistema de control del despacho de generación tal y como se describe en el Anexo I de este documento, "Documento de Requerimientos de Centros de Control".
- Cumplimiento de los requisitos relativos a las zonas de regulación, establecidos en el Artículo 7 de la Resolución de 11 de diciembre de 2019, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se aprueban las condiciones relativas al balance para los proveedores de servicios de balance.
- Cumplimiento de los requisitos técnicos de control establecidos en la normativa vigente: en la actualidad, la respuesta de la zona de regulación a los requerimientos recibidos, como se indica en el Procedimiento de Operación 7.2, por el que se reglamenta el servicio complementario de regulación secundaria, debe ajustarse a la de un sistema lineal de constante de tiempo 100s, sin retardos, que se toma como patrón.

2) Las unidades físicas que soliciten la realización de pruebas de manera conjunta deberán cumplir las siguientes condiciones:

- El conjunto de unidades físicas está adscrito al mismo centro de control de generación y demanda y pertenece a la misma unidad de programación.
- La suma en valor absoluto de la capacidad máxima de potencia activa del conjunto de unidades físicas que realizan las pruebas de manera conjunta es superior a 1 MW y no superior a 1.000 MW.

- 3) Se deberá acreditar la recepción en los centros de control del OS de las telemedidas en tiempo real de la potencia neta de las unidades físicas que se incluyen en la zona, mediante los enlaces entre el OS y el despacho de generación y demanda de la zona de regulación. La captación de señales de las unidades físicas y su envío al centro de control de generación y demanda de la zona de regulación se hará por medios propios.
- 4) En el caso de unidades físicas cuya propiedad no coincida con la de la empresa titular de la zona de regulación, el sujeto titular de la unidad física, o su correspondiente representante, deberá adjuntar a la solicitud la conformidad expresa del titular de la zona de regulación para la inclusión de dicha unidad física en la zona de regulación.

5.3. Pruebas para la participación activa en el servicio de regulación secundaria

La prueba tiene por objeto comprobar que una zona de regulación es capaz de intercambiar las señales requeridas tanto con el sistema maestro de la regulación como con el de respaldo, así como responder a sus requerimientos de regulación, incluyendo bajo control de su AGC a las unidades físicas cuya habilitación se solicita.

La prueba afectará directamente a la zona de regulación implicada. Para el análisis de la prueba se registrarán, los valores correspondientes a cada muestra de las señales siguientes:

- PGCi: potencia de generación o consumo en control de la zona.
- PGCSUPi y PGCINFi: límites reales superior e inferior respectivamente de potencia de las unidades bajo control del AGC. Se entiende por límites reales la suma de los que determinan la banda disponible de regulación de las unidades físicas en control tal y como se especifican en cada momento en el AGC de la zona, teniendo en cuenta aspectos tales como la cota de los embalses, averías, limitaciones etc.
- ACEi: error de control de área.
- CRRi: requerimiento de la regulación secundaria.
- NIDi: desvío neto de generación o consumo de la zona.
- NSli: programa de generación o consumo de la zona.
- Estado de regulación de la zona (ON/OFF).
- Estado de control de la zona.
- Generación o consumo individual de las unidades físicas en control.
- Instantes de entrada y salida de unidades físicas en control.
- Desvío de frecuencia respecto a 50Hz.
- Cualquier otra señal que se considere conveniente.

En los casos en que el Operador del Sistema considere oportuno y, para evitar que otras señales distorsionen la señal del requerimiento de regulación (CRR_i), en el AGC de la zona se tomarán las siguientes medidas:

- Hacer nulo el factor de participación de la zona en pruebas en la corrección del desvío de frecuencia (B_i).
- Hacer nulo en el error de control de área de la zona en pruebas (ACE_i) el término correspondiente al desvío interno de la zona.

La expresión general del error de control de área de la zona durante la prueba pasará a ser: $ACE_i = CRR_i$

De esta forma, la señal de control recibida por las unidades en control será emitida totalmente por la RCP permitiendo, en el caso particular de prueba de habilitación de unidades para funcionamiento bajo control del AGC, generar tanto requerimiento nulo para

estabilizar dichas unidades como un requerimiento predeterminado, por ejemplo, de escalón puro, para evaluar su respuesta ante el mismo.

La prueba de regulación secundaria se desarrollará de la siguiente forma:

1. En primer lugar, se comprobará el correcto intercambio de todas las señales de regulación entre el AGC de la zona y tanto el sistema principal como el de respaldo de la regulación (RCP).
2. Una vez finalizada la comprobación, la zona en pruebas pasará a responder a las señales de control enviadas desde el sistema de respaldo. De esta forma, en el sistema principal seguirá funcionando la regulación secundaria sin la participación de las unidades en pruebas.
3. A continuación, se comprobará la respuesta de las unidades físicas en control de la zona tanto a subir como a bajar potencia ante un requerimiento. Para ello, se enviará a la zona un CRR (se determinará en función de las unidades bajo control del AGC y será de valor suficiente para conseguir que dichas unidades alcancen los límites declarados de potencia en regulación) y se registrará su respuesta hasta que la potencia en control alcance su límite en el sentido del requerimiento.
4. Si en algún caso se estima necesario, se estabilizará la potencia en control en la zona mediante el envío de un CRR nulo.

Una vez finalizada la prueba, tanto en el sistema de regulación del Operador del Sistema como en el AGC de la zona se restablecerá el estado de señales previo a la misma.

Con los datos registrados durante la prueba, se analizará la calidad de respuesta de las unidades bajo control del AGC y el OS redactará un informe en el que expondrá los resultados e incidencias que se hubieren observado durante la prueba.

En particular, dicho informe recogerá el cumplimiento de las siguientes condiciones y parámetros resultantes:

- Límites inferior y superior de potencia en control entre los cuales la unidad física o conjunto de unidades físicas, en el caso de realizar la prueba de manera conjunta, son capaces de responder al requerimiento enviado.
 - Banda de regulación habilitada, calculada a partir de la constante de tiempo exigida para la prestación del servicio (100s). Se obtendrá considerando la capacidad de la unidad física o conjunto de unidades físicas para recorrer el 95% de la banda de regulación en un tiempo inferior a tres constantes de tiempo (300s).
 - Retardos de respuesta observados, siendo estos el tiempo transcurrido desde la modificación de la señal de requerimiento hasta la recepción del valor de PGC que responda a dicho requerimiento. Los retardos observados no han de ser superiores a un minuto.
- 5.4. Condiciones de repetición de pruebas de unidades físicas pertenecientes a unidades de programación previamente habilitadas.

Las condiciones de repetición de pruebas detalladas en el presente apartado serán de aplicación a todas las unidades físicas habilitadas para la prestación del servicio de regulación secundaria, sin perjuicio de si superaron las pruebas para la participación en estos servicios previamente o posteriormente a la aprobación del presente procedimiento de operación.

Cualquier modificación de variables de control que afecten a los valores registrados en las pruebas establecidas para la participación en este servicio, deberá ser comunicada al OS, a la mayor brevedad posible, por el centro de control de generación y demanda al que se encuentra adscrita la unidad física afectada.

Las unidades físicas o unidades de programación previamente habilitadas para participar en el servicio de regulación secundaria deberán repetir las pruebas para la participación en dicho servicio en los siguientes casos:

- Por modificaciones de los requisitos técnicos o de disponibilidad, o de los equipos, de una unidad física habilitada, si estos suponen una variación en la respuesta incompatible con los tiempos de activación del servicio de regulación secundaria. En este caso, solo la unidad física afectada deberá repetir las pruebas si se considera necesario.
- Por variaciones de la potencia activa habilitada de la unidad de programación, incluyendo la inclusión o exclusión de unidades físicas de la misma si:

$$\frac{P_{np}}{P_{UP}} \geq 0,1 \text{ o } P_{np} \geq 30\text{MW}$$

Donde:

P_{np} : Potencia activa habilitada de la unidad de programación correspondiente a aquellas unidades físicas habilitadas que no han superado las pruebas para la participación en el servicio de regulación secundaria.

P_{UP} : Potencia activa habilitada de la unidad de programación para la participación en el servicio de regulación secundaria, correspondiente a todas las unidades físicas habilitadas que la conforman. Se cumple que: $P_{UP} = P_{np} + P_p$.

P_p : Potencia activa habilitada de la unidad de programación correspondiente a aquellas unidades físicas habilitadas que han superado las pruebas para la participación en el servicio de regulación secundaria.

En caso de inclusión de una nueva unidad física que desee habilitarse para la prestación del servicio dentro de la unidad de programación ya habilitada, solo se considerará que ha superado las pruebas para la participación en el servicio de regulación secundaria si lo ha hecho de manera individual o si todas las unidades físicas que superaron las pruebas de forma conjunta se incluyen en la misma unidad de programación.

En caso de exclusión de la unidad de programación de unidades físicas habilitadas para la prestación del servicio que formen parte de un conjunto que ha superado las pruebas para la participación en el servicio de regulación secundaria de manera conjunta, se considerará que todas las unidades físicas que componen el conjunto no han superado las pruebas si dicha exclusión modifica la composición del mismo.

Conforme a lo anterior, cualquier modificación en la composición de un conjunto de unidades físicas habilitadas que ha superado las pruebas para la participación en el servicio de regulación secundaria de manera conjunta implicará que todas las unidades físicas que lo componen no han superado las pruebas. En cualquier caso, el OS valorará la significatividad que la modificación del conjunto tiene sobre la unidad de programación para aplicar lo anterior, pudiendo aplicar excepciones en el caso de variaciones de potencia habilitada reducidas.

En el caso de unidades físicas que hayan superado las pruebas para la participación en el servicio de regulación secundaria, el cambio de comercializadora no afectará a la valoración de dicha unidad física como apta para la prestación del servicio. En cualquier caso, será requerida la repetición de pruebas si el sujeto comunica al OS la necesidad de modificar la potencia habilitada de las unidades afectadas y el cálculo del ratio derivado de dicha modificación hace necesaria la repetición de

pruebas, o si de alguna forma se ven afectados los parámetros previamente habilitados para la unidad.

De ser necesaria la realización de pruebas para la participación en el servicio de regulación secundaria, ésta se llevará a cabo hasta cumplir $P_{np} = 0$ MW, de manera que no exista en la unidad de programación ninguna unidad física que no haya superado las pruebas.

El sujeto titular o su correspondiente representante podrán elegir hacer la prueba de manera individual a la unidad física no habilitada mediante pruebas o de forma conjunta a toda la unidad de programación.

6. Pruebas para la participación activa en el servicio de regulación terciaria y en el proceso de activación de energías de balance procedentes de reservas de sustitución RR

6.1. Consideraciones generales

Podrá solicitar la realización de estas pruebas una unidad física de generación, una unidad física de demanda, una unidad física de almacenamiento o un conjunto de unidades que corresponda a uno de los tipos anteriores que cumpla los requisitos previos para la realización de las pruebas, recogidos en el apartado 6.2. Conforme a lo anterior, toda referencia a “unidad física” deberá ser entendida también como “conjunto de unidades físicas” que cumpla las condiciones de realización de pruebas de manera conjunta, definidas en el apartado 6.2.

Se consideran unidades físicas de tecnología térmica aquellas que aprovechan la energía térmica de un fluido para generar electricidad. En particular, en el caso de instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, cogeneración y residuos, se consideran unidades de tecnología térmica aquellas clasificadas dentro de los grupos a y c y grupos b.6, b.7 y b.8 y aquellas del grupo b.3 del artículo 2 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio que cumplan la definición establecida en la frase anterior.

Las pruebas para la participación de las instalaciones en el servicio de regulación terciaria y en el proceso de activación de energías de balance RR se realizarán conjuntamente, determinándose para cada unidad física el valor máximo de provisión de cada servicio en cada sentido (a subir y a bajar), teniendo en cuenta para ello la capacidad de variación de las entregas o tomas de energía de la unidad física registrada durante las pruebas. Las potencias habilitadas a subir y a bajar de la unidad física podrán ser diferentes.

Las pruebas se efectuarán en la fecha acordada entre el OS y el centro a control al que se encuentre adscrita la unidad física, 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. Durante el proceso de realización de las pruebas, cada GRD de conexión de reservas y cada GRD intermedio, en cooperación con el OS, podrá establecer límites a la provisión de reservas de potencia activa situadas en su red de distribución, o excluir dicha provisión, sobre la base de consideraciones técnicas, tales como la distribución geográfica de las unidades físicas, en cumplimiento del artículo 182 del Reglamento (UE) 2017/1485.

La ejecución de las pruebas deberá gestionarse siempre que sea posible mediante participación en los distintos mercados organizados y/o a través de contratación bilateral con entrega física. En caso de que esto no sea posible por causas ajenas al propio sujeto titular o a su representante, la energía necesaria para la realización de las pruebas de habilitación será programada en concepto de desvío respecto a programa.

El OS utilizará las telemidas en tiempo real de las entregas o tomas de energía, según corresponda, de la unidad física para verificar la correcta realización de las pruebas y validar los valores obtenidos. Hasta que se adapte el procedimiento de operación por el que se define el intercambio de información con el Operador del Sistema (PO 9) a lo dispuesto en las propuestas de implementación nacional de los artículos 40.5 y 40.6 del Reglamento (UE) 2017/1485 de la Comisión, de 2 de agosto de 2017, y a la normativa pendiente de desarrollo por la que se establezcan los requisitos de intercambio de información de las instalaciones de almacenamiento con el OS, el OS podrá realizar las verificaciones que estime conveniente y estén a su alcance para asegurar que las telemidas de las instalaciones de demanda y almacenamiento corresponden con el perfil de las producciones o consumos realmente realizados.

Cada unidad física podrá repetir las pruebas para la participación en el servicio de regulación terciaria y en el proceso de activación de energías de balance un máximo de 3 veces por año. A efectos de lo anterior, si la realización de las pruebas resulta errónea y el OS solicita la repetición de las mismas, dicha repetición no será contabilizada hasta alcanzar un máximo de 3 realizaciones erróneas en la misma prueba. Sin perjuicio de lo anterior, si el sujeto expusiera de manera justificada la necesidad de realizar pruebas adicionales, el operador del sistema podrá autorizarlas si así lo permiten las circunstancias.

En el caso de las unidades físicas clasificadas dentro del grupo a. del artículo 2 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, la provisión de los servicios de regulación terciaria y de reservas de sustitución se deberá realizar mediante la variación de la generación neta de la instalación, para alcanzar el nuevo valor de potencia solicitado durante las pruebas, criterio que será aplicado de la misma forma tras la habilitación de la unidad física como proveedora de dichos servicios.

A efectos de este procedimiento, se considerará como potencia máxima de la unidad física que solicite realizar las pruebas:

- En el caso de unidades físicas asociadas a instalaciones de producción incluidas dentro de los grupos b.1, b.2, b.3, b.4 y b.5 del artículo 2 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, la considerada teniendo en cuenta el recurso de energía primaria disponible en las condiciones de realización de la prueba. Esta potencia máxima será la potencia máxima producible declarada al OS. Para el resto de unidades físicas asociadas a instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, el valor de capacidad máxima por el que se ha concedido el permiso de acceso y conexión a la red.
- En el caso de unidades físicas asociadas a instalaciones de demanda, la declarada al OS previa realización de las pruebas, que deberá ser coherente con el punto de funcionamiento de la instalación y con la potencia con la que el sujeto titular desee habilitarse para la prestación del servicio.
- En el caso de unidades físicas asociadas a instalaciones de almacenamiento la capacidad máxima de potencia activa será la que se defina en la normativa pendiente de desarrollo.

En todo caso, la potencia máxima de la unidad física que solicite realizar las pruebas no podrá ser superior a la suma de las capacidades máximas de las instalaciones que formen parte de dicha unidad física.

A efectos de este procedimiento, se considerará como potencia mínima de la unidad física que solicite realizar las pruebas:

- En el caso de unidades físicas asociadas a instalaciones de producción de tecnología térmica, el valor de mínimo técnico declarado al Operador del Sistema en virtud de lo establecido en la normativa vigente.

- En el caso de unidades físicas asociadas a instalaciones de demanda, la declarada al OS previa realización de las pruebas, que deberá ser coherente con el punto de funcionamiento de la instalación y con la potencia con la que el sujeto titular desee habilitarse.
- En el caso de unidades físicas asociadas a instalaciones de almacenamiento y de instalaciones no incluidas en puntos anteriores, se considerará una potencia mínima de valor cero.

Cuando las pruebas las realice un conjunto de unidades físicas, se entenderá como potencia máxima la suma de las potencias máximas de cada una de las unidades físicas que conforman el conjunto. Del mismo modo, se entenderá como potencia mínima la suma de las potencias mínimas de cada una de las unidades físicas que conforman el conjunto.

6.2. Requisitos previos a la realización de las pruebas para la participación en los servicios de regulación terciaria y provisión de reservas de sustitución (RR).

Con carácter previo a la realización de las pruebas para la participación en los servicios de regulación terciaria y provisión de reservas de sustitución, el OS verificará que:

- la unidad física cumple con los requisitos recogidos en el Artículo 9 de la Resolución de 11 de diciembre de 2019, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se aprueban 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.
- en el caso de unidades físicas constituidas por un conjunto de instalaciones, la unidad física cumple con los requisitos de estructuración de unidades físicas establecidos en el Anexo II del PO 3.1.
- en el caso de unidades físicas constituidas por instalaciones renovables, de cogeneración o residuos, dichas instalaciones han superado las pruebas de control de producción recogidas en el apartado 4 del presente procedimiento.

Si la unidad física cumple dichos requisitos, podrá proceder a la realización de las pruebas, bajo las siguientes condiciones:

- 1) En el caso de unidades físicas de capacidad máxima de potencia activa superior a 1 MW, las pruebas para la participación en los servicios de regulación terciaria y provisión de reservas de sustitución podrán realizarse de manera individual o de manera conjunta, con otras unidades físicas.
- 2) En el caso de unidades físicas de capacidad máxima de potencia activa inferior o igual a 1 MW, las pruebas para la participación en los servicios de regulación terciaria y provisión de reservas de sustitución deberán realizarse de manera conjunta con otras unidades físicas.

Las unidades físicas que soliciten realizar las pruebas de manera conjunta deberán cumplir los siguientes requisitos:

- El conjunto de unidades físicas deberá estar adscrito al mismo centro de control de generación y demanda y pertenecer a la misma unidad de programación.
- La suma en valor absoluto de la capacidad máxima de potencia activa del conjunto de unidades físicas que realizan las pruebas de manera conjunta deberá ser superior a 1 MW y no superior a 1.000 MW.

6.3. Pruebas para la participación activa en los servicios de regulación terciaria y de provisión de reservas de sustitución.

El sujeto titular de la unidad física, o su correspondiente representante, deberá declarar un perfil de generación o demanda, según corresponda, tal y como se define a continuación:

- Unidades físicas de generación y unidades físicas de almacenamiento incluidas en una unidad de programación de generación: el perfil generador de estas unidades físicas será como el que se refleja en la figura (opción 1 u opción 2), con valores iguales o inferiores a la potencia máxima de la unidad física e iguales o superiores al valor de potencia mínima de la misma, definidos en el apartado 6.1.
- Unidades físicas de demanda y unidades físicas de almacenamiento pertenecientes a una unidad de programación de demanda: el perfil de demanda de estas unidades físicas será como el reflejado en la figura (opción 1 u opción 2), con valores iguales o inferiores a la potencia máxima de la unidad física e iguales o superiores al valor de potencia mínima de la unidad física, todos ellos en valor absoluto, definidos en el apartado 6.1.

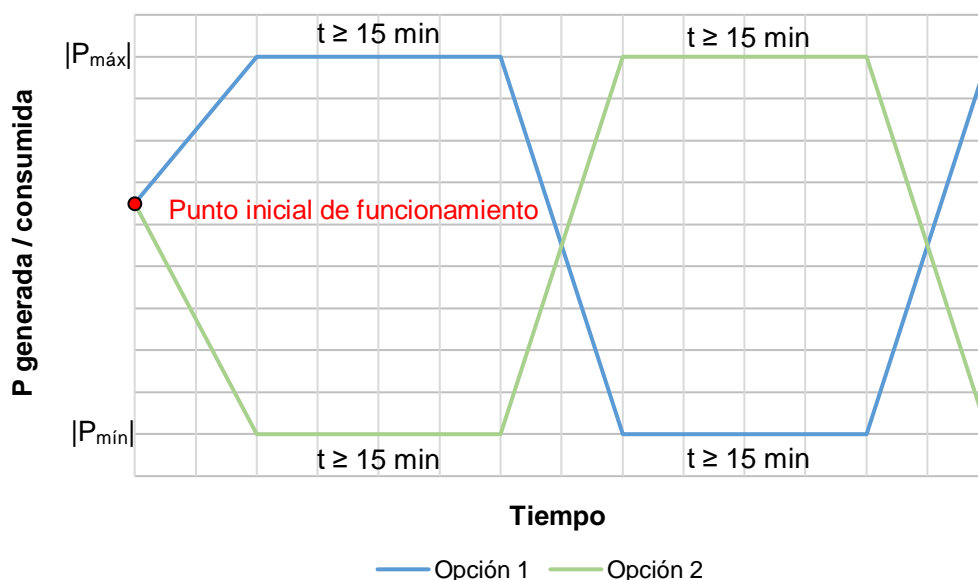
El centro de control de generación y demanda al que esté adscrita la unidad física deberá comunicar con suficiente antelación al OS los períodos de programación en los que la unidad física ha establecido un programa de entrega o toma de energía, según corresponda, específicamente destinado a la realización de estas pruebas, así como los valores de dichos programas y el tipo y opción de perfil elegido.

Se detalla a continuación el proceso correspondiente a la opción 1 de la figura:

1. Comenzando en un punto de funcionamiento igual o inferior a la potencia máxima de la unidad física e igual o superior a su potencia mínima, la unidad física incrementará su generación o consumo lo más rápido posible hasta alcanzar el valor de potencia máxima. Una vez alcanzado dicho valor, la unidad física deberá mantenerse durante al menos 15 minutos a potencia máxima.

En el caso de conjuntos de unidades físicas de instalaciones de producción incluidas dentro de los grupos b.1, b.2, b.3, b.4 y b.5 del Artículo 2 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, la potencia máxima deberá ser coherente con la telemedida enviada para el correspondiente conjunto de unidades físicas, y no deberá ser en ningún caso inferior al 25% de la suma de la capacidad máxima de potencia del conjunto de unidades físicas que hayan solicitado la realización de las pruebas de manera conjunta.

2. A continuación, se realizará una bajada de carga en la que la unidad física reducirá su generación o consumo lo más rápidamente posible hasta alcanzar el valor de potencia mínima. Una vez alcanzado dicho valor, la unidad física deberá mantenerse en este punto durante al menos 15 minutos.
3. Posteriormente, se realizará una subida de generación o consumo hasta alcanzar nuevamente la potencia máxima, momento en el que se dará por finalizada la prueba.



El proceso de prueba de rampas de respuesta correspondiente al perfil de la opción 2 mostrada en la figura será semejante al descrito para la opción 1, modificando el orden de programación de la subida y bajada de potencia. En caso de que la unidad física elija un perfil de opción 2 para la realización de la prueba de rampas, ésta comenzará con la programación de bajada hasta potencia mínima, continuando con la programación de subida hasta potencia máxima. El proceso finalizará al alcanzar de nuevo el valor de potencia mínima desde potencia máxima.

Las unidades físicas que deseen registrar un valor nulo de potencia a subir o a bajar deberán comunicárselo al OS antes del inicio de las pruebas.

Con los resultados de estas pruebas y mediante las telemedidas enviadas al OS por el centro de control de generación y demanda al que esté adscrita la unidad física, se determinarán los valores de rampas de respuesta de la unidad física ante los requerimientos de modificación de su punto de funcionamiento, en la franja de potencia comprendida entre su potencia mínima y su potencia máxima, definidas en el apartado 6.1.

Los valores obtenidos, en base a las pruebas realizadas, se incorporarán a la base de datos del OS, y serán:

- Los rangos de potencia a subir y a bajar, desde potencia mínima hasta la potencia máxima de la unidad física, para su participación como proveedora en el servicio de regulación terciaria. Dichos rangos se obtendrán a partir del valor de variación de potencia en 15 minutos de rampa de subida y el valor de variación de potencia en 15 minutos de rampa de bajada, registrados durante la prueba. Dichos rangos podrán ser diferentes e incluso nulos.
- Los rangos de potencia a subir y a bajar, desde potencia mínima hasta la potencia máxima de la unidad física, para su participación como proveedora en el servicio de provisión de reservas de sustitución. Dichos rangos se obtendrán a partir del valor de variación de potencia en 30 minutos de rampa de subida y el valor de variación de potencia en 30 minutos de rampa de bajada, registrados durante la prueba. Dichos rangos podrán ser diferentes e incluso nulos.

6.4. Condiciones de repetición de pruebas de unidades físicas pertenecientes a unidades de programación previamente habilitadas.

Las condiciones de repetición de pruebas detalladas en el presente apartado serán de aplicación a todas las unidades físicas habilitadas para la prestación de los servicios de regulación terciaria y provisión de reservas de sustitución, sin perjuicio de si superaron las pruebas para la participación en estos servicios previamente o posteriormente a la aprobación del presente procedimiento de operación.

Cualquier modificación de variables de control que afecten a los valores registrados en las pruebas establecidas para la participación en estos servicios deberá ser comunicada al OS a la mayor brevedad posible por el centro de control de generación y demanda al que se encuentre adscrita la unidad física afectada.

Las unidades físicas o unidades de programación previamente habilitadas para la prestación de los servicios de regulación terciaria y provisión de RR deberán repetir las pruebas para la participación en dichos servicios en los siguientes casos:

- Por modificaciones de los requisitos técnicos o de disponibilidad, o de los equipos, de una unidad física habilitada, si estos suponen una variación en la respuesta de rampa incompatible con los tiempos de activación del servicio de regulación terciaria o del proceso europeo de activación e intercambio de energías de balance del producto RR. En este caso, solo la unidad física afectada deberá repetir las pruebas si se considera necesario.
- Por variaciones de potencia activa habilitada de la unidad de programación, incluyendo la inclusión o exclusión de unidades físicas en la misma cuando cumplan:

$$\frac{P_{np}}{P_{UP}} \geq x \text{ o } P_{np} \geq 30\text{MW}$$

Donde:

P_{np} : Potencia activa habilitada de la unidad de programación correspondiente a aquellas unidades físicas habilitadas que no han superado las pruebas para la participación en el servicio de regulación terciaria y en el proceso europeo de activación e intercambio de energías de balance del producto RR.

P_{UP} : Potencia activa habilitada de la unidad de programación para la participación en el servicio de regulación terciaria y en el proceso europeo de activación e intercambio de energías de balance del producto RR, correspondiente a todas las unidades físicas habilitadas que la conforman, hayan superado o no las pruebas. Se cumple que: $P_{UP} = P_{np} + P_p$.

P_p : Potencia activa habilitada de la unidad de programación correspondiente a las unidades físicas habilitadas que han superado las pruebas para la participación en el servicio de regulación terciaria y en el proceso de europeo de activación e intercambio de energías de balance del producto RR.

El valor de x :

$$x = \frac{P_x}{P_p}$$

Donde P_x se calcula de la siguiente forma:

$$P_x = \sum_{i=1}^4 P_{xi}$$

- Para los primeros 10 MW, $P_{x1} = P_p \cdot 0,5$
- Para los siguientes 10 MW (hasta 20 MW), $P_{x2} = (P_p - 10) \cdot 0,3$
- Para los siguientes 10 MW (hasta 30 MW), $P_{x3} = (P_p - 20) \cdot 0,2$
- Para el resto de casos, $P_{x4} = (P_p - 30) \cdot 0,05$

En caso de inclusión de una nueva unidad física que desee habilitarse para la prestación del servicio dentro de la unidad de programación ya habilitada, solo se considerará que ha superado las pruebas para la participación en el servicio de regulación terciaria y en el proceso de activación de energías de balance RR si lo ha hecho de manera individual o si todas las unidades físicas que pasaron las pruebas de forma conjunta se incluyen en la misma unidad de programación.

En caso de exclusión de la unidad de programación de unidades físicas habilitadas para la prestación del servicio que formen parte de un conjunto que ha superado

las pruebas para la participación en el servicio de regulación terciaria y en el proceso de activación de energías de balance RR de manera conjunta, se considerará que todas las unidades físicas que componen el conjunto no han superado las pruebas si dicha exclusión modifica la composición del mismo.

Conforme a lo anterior, cualquier modificación en la composición de un conjunto de unidades físicas habilitadas que ha superado las pruebas para la participación en el servicio de regulación terciaria y en el proceso de activación de energías de balance RR de manera conjunta implicará que todas las unidades físicas que lo componen no han superado las pruebas. En cualquier caso, el OS valorará la significatividad que la modificación del conjunto tiene sobre la unidad de programación para aplicar lo anterior, pudiendo aplicar excepciones en el caso de variaciones de potencia habilitada reducidas.

Los ratios anteriores se aplicarán de manera independiente a la potencia habilitada a subir y la potencia habilitada a bajar de la unidad física y de la unidad de programación.

En el caso de unidades físicas que engloben una única instalación, los cambios de comercializadora y/o de centro de control no afectarán a la valoración de dicha unidad física como apta para prestar los servicios de regulación terciaria y provisión de RR. En el caso de unidades físicas formadas por un conjunto de instalaciones, los cambios de comercializadora y/o de centro de control solo requerirán la repetición de pruebas si el sujeto comunica al OS la necesidad de modificar la potencia habilitada de las unidades físicas afectadas y el cálculo del ratio derivado de dicha modificación hace necesaria la repetición de pruebas.

De ser necesaria la repetición de pruebas para la participación en los servicios de regulación terciaria y provisión de reservas de sustitución, ésta se llevará a cabo hasta cumplir $P_{np} = 0$ MW, de manera que no exista en la unidad de programación ninguna unidad física habilitada que no haya superado las pruebas.

La repetición de las pruebas se realizará respetando los requisitos recogidos en el apartado 6.2.

7. Funcionamiento de las instalaciones durante el periodo de pruebas preoperacionales

7.1. Requisitos previos

Las pruebas preoperacionales de funcionamiento de instalaciones que lleven asociada la conexión de instalaciones de producción a la red de transporte, o bien a la red de distribución cuando su capacidad máxima de potencia activa registrada es superior a 50 MW, y con independencia de que den lugar o no a entregas de energía al sistema eléctrico, deberán ser previamente autorizadas por el OS.

Como paso previo para la Aprobación de Puesta en Servicio para pruebas preoperacionales de funcionamiento (APESp), el OS verificará el cumplimiento de los siguientes requisitos:

1. Acreditación de la toma de razón en el registro PRETOR de la inscripción previa en el RAIPEE.
2. Alta de la correspondiente unidad de venta de energía.
3. En el caso de instalaciones conectadas a la red de distribución:
 - a) Cumplimiento de todos los requisitos establecidos en el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico relativos a las características de la instalación de medida, verificación de los equipos de medida, alta en el concentrador principal y recepción de las medidas del correspondiente punto

frontera en el Sistema de Medidas Eléctricas (SIMEL), de acuerdo a los procedimientos de operación vigentes, con detalle, en su caso, del código de la instalación de producción a efectos de liquidación (CIL).

- b) Disponibilidad en el sistema de control de energía del OS de las telemedidas en tiempo real de la instalación requeridas en los procedimientos de operación.
 - c) Verificación de la integración de la instalación en un centro de control, habilitado por el OS, que actúe como interlocutor con el OS para la operación en tiempo real, según se establece en los procedimientos de operación.
 - d) Disponibilidad en la base de datos del OS de toda la información estructural de la instalación requerida en esta fase previa a la operación comercial, con arreglo a lo dispuesto en los correspondientes procedimientos de operación.
 - e) Certificación del distribuidor en cuya red evacue la instalación, del cumplimiento de los procedimientos de acceso y conexión a la red de distribución.
4. En el caso de instalaciones conectadas a la red de transporte, cumplimiento de los procedimientos de acceso y conexión a la red de transporte establecidos en la normativa vigente, debiendo cumplir así, entre otros, los siguientes requisitos:
- a) Haber suscrito el contrato técnico de acceso con el transportista propietario del punto de conexión a la red de transporte, de acuerdo con la normativa vigente.
 - b) Cumplimiento de todos los requerimientos establecidos en los anteriores apartados 2.a), 2.b), 2.c) y 2.d).

Estos requisitos se podrán ver modificados por el Real Decreto por el que se regulan aspectos necesarios para la implementación de los Códigos de Red europeos de conexión.

7.2. Fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento.

7.2.1. 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 participante del mercado asociado a la instalación de producción deberá facilitar al OS, 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:

- 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 participante del mercado asociado a la instalación de producción deberá comunicar al OS, a la mayor brevedad posible, todas aquellas modificaciones que afecten 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 participante del mercado asociado a la instalación de

producción en fase de pruebas preoperacionales 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.

7.2.2. Comunicación de desvíos e indisponibilidades

En los casos en los que los programas de entrega de energía sean gestionados directamente en el mercado de producción español, el participante del mercado asociado a la instalación deberá comunicar al OS, de forma inmediata, cualquier desvío de producción respecto al programa que represente o vaya a representar una variación superior a 30 MWh con respecto al valor del programa previsto con anterioridad para la unidad, debiendo explicitar además el participante del mercado asociado a la correspondiente unidad de venta de energía, la duración prevista para este desvío.

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, 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.

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

7.2.3.1. Proceso de solución de restricciones técnicas.

Las instalaciones de producción en fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento podrán presentar ofertas específicas para la resolución de las restricciones técnicas.

La participación en este proceso para las instalaciones 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.

7.2.4. Prestación de servicios de balance y participación en el proceso de activación e intercambio de energías de balance del producto RR.

Las instalaciones de producción en fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento no podrán participar en los servicios de balance y control de tensión de la Red de Transporte hasta su inscripción definitiva en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica.

Los grupos en pruebas preoperacionales no podrán integrarse en una zona de regulación secundaria antes de estar inscritos con carácter definitivo en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica.

Durante la operación en tiempo real, por razones de seguridad del sistema, y como último recurso cuando no se disponga de otros medios, el OS podrá, en aplicación del mecanismo excepcional de resolución, utilizar la reserva de regulación terciaria disponible en los grupos en pruebas preoperacionales.

Asimismo, el OS podrá requerir en estas condiciones su participación en el servicio de control de tensión de la Red de Transporte, siempre y cuando la instalación de producción se encuentre en condiciones técnicas de poder contribuir a la regulación de tensión.

ANEXO I.

Documento de Requerimientos de Centros de Control

1. REQUERIMIENTOS CENTRO DE CONTROL

En el presente cuestionario se detallan los requerimientos técnicos y funcionales que el sistema de control del despacho eléctrico de un sujeto del sistema debe cumplir para hacer posible el cumplimiento de los requisitos establecidos en los Procedimientos de Operación 7.2 y 9 y así, establecerse como zona de regulación de la Regulación Compartida Peninsular.

Estos requerimientos, de acuerdo con su repercusión en el cumplimiento de los citados Procedimientos de Operación, se clasifican en:

- O → De cumplimiento Obligatorio.
- R → De cumplimiento Recomendado.
- I → Informativo.

Todos los requerimientos deben ser obligatoriamente respondidos, incluidos los informativos. En un documento independiente se podrán hacer las aclaraciones y matizaciones que se estimen pertinentes a cada uno de los requisitos.

2. REQUISITOS TÉCNICOS DEL SISTEMA DE CONTROL DEL SUJETO DEL SISTEMA

Alimentación de los equipos:

O.1.a Disponen de alimentación ininterrumpida:

Si No

I.1.a Tiempo de autonomía funcionando con baterías (minutos):

Redundancia y disponibilidad del Sistema de Control:

O.2.a Dispone de Hardware duplicado para evitar el fallo simple del mismo:

Si No

R.2.a Conmutación automática ante fallo Hardware o Software:

Si No

R.2.b Disponibilidad (%) del Sistema mayor del 99,5 %

Si No

Comunicaciones con las estaciones de generación:

R.3.a Redundancia de comunicaciones con los equipos de captación en las estaciones de generación:

Si No

R.3.b Redundancia a través de vías independientes

Si No

R.3.c Redundancia a través de proveedores independientes

Si No

R3.d Disponibilidad de comunicación con las estaciones de generación del 99,5%

Si No

Comunicaciones con los Centros de Control de REE:

O.4.a Redundancia de comunicaciones con ambos Centros de Control de REE (CECOEL y CECORE):

Si No

O.4.b Redundancia a través de vías independientes

Si No

R.4.a Redundancia a través de proveedores independientes

Si No

O.4.c Dispone de línea de voz dedicada con el Centro de Control de REE

Si No

R3.b Disponibilidad de comunicación con los Centros de Control de REE del 99,5%

Si No

3. REQUISITOS FUNCIONALES DEL SISTEMA DE CONTROL DEL SUJETO DEL SISTEMA

Medidas de Generación:

O.5.a Periodicidad de captación de telemidas (obligatorio igual a 4 segundos):

Si No

R.5.a Clase de precisión en la captación de las telemidas (recomendado 0,5):

Si No

Protocolo de Comunicaciones con los Centros de Control del OS:

O.6.a Protocolo ICCP:

Si No

O.6.b Bloque 1 y 2 disponibles:

Si No

O.6.c Periodicidad de envío periódico (4 seg):

Si No

O.6.d Asociación única para cliente/servidor:

Si No

O.6.e Compatibilidad con versión 1996-08:

Si No

AGC:

O.7.a El AGC dispone de frecuencímetro:

Si No

O.7.b El AGC tiene capacidad de intercambiar con el Regulador Maestro las señales recogidas en este anexo 1:

Si No

O.7.c El AGC procesa las señales recibidas del regulador Maestro de REE de acuerdo con el algoritmo recogido en la Descripción Técnica de la RCP:

Si No

4. REQUISITOS OPERACIONALES DEL DESPACHO

O.8.a Dispone de turno de Operación 24 horas:

Si No

O.8.b Dispone de personal de atención permanente ante fallos del sistema

Si No

R.8.a Tiempo de respuesta garantizado ante incidencias, menor de 60 min:

Si No

I.8.a Caso de tiempo de respuesta ante incidencias mayor de 60 min, indicar tiempo:

ANEXO II.

Solicitud de realización de pruebas al OS

Todas las solicitudes de realización de pruebas a las que hace referencia este procedimiento de operación deberán ser remitidas al OS por el centro de control al que se encuentre adscrita la instalación, agrupación o unidad física solicitante, o, en el caso de las pruebas preoperacionales de funcionamiento, por el participante de mercado asociado a la instalación por los medios que el OS indique a través de su página Web.

1. Pruebas de control de producción

El OS dispondrá de un plazo máximo de 3 meses desde la recepción de la solicitud para llevar a cabo la realización de estas pruebas, y comunicará el resultado de las pruebas al centro de control al que está adscrita la instalación o agrupación.

En caso de que la instalación o agrupación no haya superado las pruebas, podrá repetirlas, contactando, en su caso con el OS para acordar una nueva fecha.

2. Pruebas para la participación en los servicios de balance

Con la solicitud de realización de las pruebas para la participación en los servicios de balance se deberá incluir la información requerida de acuerdo a la normativa de aplicación.

A partir de la recepción de la solicitud, el OS realizará una evaluación inicial sobre el cumplimiento de los requisitos previos necesarios para la realización de las pruebas, y comunicará el estado de la solicitud al solicitante en un plazo no superior a cinco días hábiles.

Asimismo, el OS dispondrá de un plazo de ocho semanas a partir de la recepción de la solicitud para confirmar si está completa. En caso de considerarse incompleta, el OS solicitará la información adicional requerida al centro de control de generación y demanda al que se encuentre adscrita la unidad física solicitante, que deberá ser aportada en un plazo no superior a cuatro semanas desde la recepción de dicha solicitud. Si no se facilita la información adicional dentro del plazo definido, la solicitud de realización de pruebas se considerará retirada.

En el caso de unidades físicas conectadas a la red de distribución, el gestor de dicha red podrá expresar su conformidad o no conformidad al estado de la solicitud, en función de la información por ellas aportada. El alcance de la información a intercambiar entre las unidades físicas conectadas a la red de distribución y los GRDs será el definido en la normativa de aplicación. Para ello, el OS remitirá la información estructural de la unidad física que solicita realizar las pruebas al gestor de la red de distribución, que dispondrá de 2 semanas desde la recepción de la misma para llevar a cabo su evaluación y valoración. En caso de no hacerlo, se considerará que el gestor de la red de distribución ha expresado su conformidad al estado de la solicitud. Si la valoración del GRD es negativa, deberá remitir al OS las razones de la misma, que serán transmitidas al centro de control de generación y demanda al que esté adscrita la unidad física para que realice las modificaciones pertinentes sobre la información aportada o proporcione la información adicional requerida.

Si por condiciones de explotación de la red de distribución, el gestor de la red de distribución a cuya red se conecta la unidad física detecta la existencia de otro gestor de la red de distribución intermedio, deberá notificar y coordinar con este último la valoración de la solicitud.

Una vez que el OS expresa su conformidad a la realización de las pruebas, éstas se llevarán a cabo en un plazo máximo de tres meses desde esta comunicación y, en todo

caso, deberán comenzar con al menos 15 días de antelación respecto a la finalización del plazo máximo de realización de las mismas.

3. Pruebas preoperacionales de funcionamiento

Además de la correspondiente solicitud de realización de pruebas, el participante del mercado asociado a la instalación en fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento deberá comunicar y actualizar el plan de pruebas.

El OS verificará el cumplimiento de los requisitos previos necesarios para la realización de las pruebas y comunicará el cumplimiento o incumplimiento de los mismos. En caso de cumplimiento, el OS emitirá la correspondiente aprobación de pruebas preoperacionales de funcionamiento.

En el caso de que la instalación de producción esté conectada a la red de distribución, el OS informará al distribuidor que gestiona la red a la que se conecta la instalación de la aprobación para la realización de las pruebas preoperacionales de funcionamiento en dicha instalación.

En caso de participación en el mercado de producción, las comunicaciones de indisponibilidades, desvíos comunicados, participación en el proceso de solución de restricciones técnicas y resto de intercambios de información relacionados con el proceso de programación se realizarán mediante los mensajes establecidos en el documento de intercambio de información OS-PM.

P.O. 3.9. Suspensión y restablecimiento de las actividades de mercado

1. Objeto

Este procedimiento establece las normas para la suspensión y el restablecimiento de las actividades de mercado, y las reglas de compensación en caso de suspensión de las actividades de mercado previstas en el artículo 4, apartados 2 (e) y 2 (f) respectivamente, del Reglamento (UE) 2017/2196 de la Comisión, de 24 de noviembre de 2017 por el que se establece un código de red relativo a emergencia y reposición del servicio.

2. Ámbito de aplicación

Este procedimiento es de aplicación al Operador del Sistema (OS), al Operador del Mercado (OM) y a los participantes en el mercado.

3. 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 Reglamento (UE) 2017/2196 de la Comisión, de 24 de noviembre de 2017.

En particular, los términos correspondientes a:

- Plan de reposición (Restoration plan), se refiere a todas las medidas técnicas y organizativas necesarias para la reposición del sistema al estado normal.
- Actividades de Mercado: Aquellas enunciadas en el artículo 35, apartado 2 del Reglamento (UE) 2017/2196 de la Comisión de 24 de noviembre de 2017, por el que se establece un código de red relativo a emergencia y reposición del servicio.
- Mercados de los servicios de ajuste: los mercados de los servicios de ajuste incluyen los mercados de balance - servicios de balance asociados a la gestión de los productos de reserva de sustitución (RR por sus siglas en inglés), regulación secundaria y regulación terciaria – y las restricciones técnicas.

4. Procedimientos de suspensión y restablecimiento de las actividades de mercado

4.1 Situaciones de suspensión de las actividades de mercado

Los artículos 35, 36 y 37 del Reglamento (UE) 2017/2196 establecen las situaciones en las que el OS podrá suspender temporalmente una o varias de las actividades de mercado y su restablecimiento.

Se definen dos situaciones de las establecidas en el Reglamento (UE) 2017/2196 en las que podría llegar a ser necesaria la suspensión de una o varias de las actividades de mercado:

- a) La red de transporte está en estado de reposición.
- b) Las herramientas y medios de comunicación que el TSO necesita para realizar las actividades de mercado no estén disponibles.

4.2 Coordinación para la suspensión y el restablecimiento de las actividades de mercado

Cuando se suspendan temporalmente una o varias actividades de mercado y para el restablecimiento de dichas actividades, conforme a lo establecido en el artículo 35, apartado 5 del Reglamento (UE) 2017/2196, el OS se coordinará con:

- a) el Operador del Mercado;
- b) los Operadores de los sistemas eléctricos de la región de cálculo de la capacidad de intercambio South West Europe (SWE), y
- c) el responsable del cálculo de la capacidad de intercambio en la región SWE.

4.3 Comunicación de información en los procesos de suspensión y restablecimiento de las actividades de mercado

Adicionalmente a las entidades enumeradas en el apartado 4.2, durante los procesos de suspensión y restablecimiento de las actividades de mercado, conforme a lo establecido en el artículo 38, apartado 2 del Reglamento (UE) 2017/2196, la información relevante se enviará a las siguientes entidades:

- a) Participantes en el mercado;
- b) los operadores de los sistemas eléctricos de Marruecos y Andorra;
- c) los responsables de la operación de las plataformas europeas de balance, una vez estén implementadas;
- d) los Gestores de la Red de Distribución (GRDs), y
- e) las autoridades reguladoras competentes.

La comunicación a los participantes en el mercado se hará preferentemente a través del Sistema de Información del Operador del Sistema (SIOS).

4.4 Procedimiento de suspensión con la red de transporte en estado de reposición

Cuando en un incidente el porcentaje de carga desconectada en el sistema peninsular español sea superior al 50% o el volumen de generación desconectada sea superior a la reserva disponible tras el incidente que impida la recuperación de la carga desconectada, el OS podrá suspender los mercados de servicios de ajuste y solicitar al OM la suspensión de las actividades de mercado gestionadas por el mismo.

En su evaluación, el OS tendrá en cuenta las zonas afectadas y la disponibilidad de los recursos.

En todo caso, la posible suspensión de las actividades de mercado tendría carácter de solución excepcional y de último recurso, siendo aplicada durante el tiempo indispensable para realizar una reposición de manera segura.

El OS comunicará su mejor estimación del tiempo necesario para el restablecimiento de las actividades de mercado y la actualizará cuando sea necesario.

El OS adecuará a la nueva situación las capacidades y los programas de intercambio de forma coordinada con los operadores de los de los sistemas eléctricos vecinos.

El OS se coordinará con el OM para el restablecimiento de las actividades del mercado intradiario que pudieran estar afectadas y que sean gestionadas por el OM.

El OS coordinará con el OM la posible participación en los procesos del mercado diario para el día siguiente, valorando la situación del sistema y la posibilidad de que la suspensión de las actividades de mercado pueda finalizar antes del inicio del día siguiente.

El OS valorará la posible participación en las plataformas europeas de balance que estén implementadas y sean ya utilizadas por el sistema eléctrico español.

Hasta el restablecimiento de los mercados, el OS dará instrucciones a los participantes en el mercado en función de la evolución de la reposición del servicio, ajustando las capacidades y los programas de intercambio en coordinación con los operadores de los sistemas eléctricos vecinos mediante los mecanismos que se hayan definido con cada uno de ellos.

4.5 Procedimiento de suspensión cuando las herramientas y medios de comunicación que el OS necesita para facilitar las actividades de mercado no estén disponibles

Cuando se produzca una indisponibilidad del SIOS con una duración de tiempo superior a 30 minutos, el OS podrá suspender la provisión y asignación de los mercados de los servicios de ajuste con excepción del mercado de regulación secundaria. Hasta el restablecimiento, el OS llevará a cabo manualmente el balance, dando instrucciones a los participantes en el mercado mediante los medios de que disponga.

Cuando se produzca una indisponibilidad del SIOS y el OS no pueda publicar el resultado del último mercado intradiario, los participantes en el mercado seguirán los programas de la última publicación llevada a cabo por el Operador del Sistema. El Operador del Sistema deberá informar a las entidades recogidas en el apartado 4.2.

4.6 Procedimiento de restablecimiento de las actividades de mercado

El OS comunicará al OM y a los operadores de los sistemas eléctricos vecinos de la región de cálculo de la capacidad de intercambio SWE que el estado de la red y las herramientas y medios de comunicación son los adecuados para llevar a cabo el restablecimiento de las actividades de mercado suspendidas.

El OS en coordinación con el OM y con los operadores de los sistemas eléctricos vecinos de la región de cálculo de la capacidad de intercambio SWE, decidirá en qué momento pueden restablecerse las actividades de mercado suspendidas.

El OS informará con un preaviso mínimo de 15 minutos antes del cierre del correspondiente mercado de ajuste, a las entidades mencionadas en el apartado 4.3 que las actividades suspendidas de los mercados de los servicios de ajuste van a ser restablecidas.

El OS informará al OM del restablecimiento de las actividades de mercado afectadas y el OM adoptará sus mejores esfuerzos para avisar a los Agentes del Mercado, preferiblemente con un preaviso de 30 minutos antes del cierre del correspondiente mercado, de que las actividades van a ser restablecidas.

5. Normas de liquidación de desvíos y liquidación de energías en caso de suspensión de las actividades de mercado

5.1 Normas para la liquidación en caso de suspensión de los mercados de electricidad

Durante el tiempo que dure la suspensión, para aquellas actividades de mercado suspendidas y para los servicios de ajuste, se liquidará la medida de energía de las unidades de programación de generación, de demanda y de almacenamiento al precio establecido en este apartado.

Durante el tiempo que dure la suspensión, y para aquellas actividades de mercado suspendidas, se computarán los desvíos entre sistemas eléctricos respecto al último valor de programa disponible más cercano al tiempo real a efectos de proceder posteriormente a su compensación.

Los precios de liquidación de las entregas de energía para cada periodo de programación serán los precios del mercado diario de ese día multiplicados por un factor de 1,15. En caso de que no exista tampoco precio del mercado diario, o éste fuese negativo, se aplicará el valor medio aritmético de los precios positivos del mercado diario establecidos en el mismo periodo de programación del último mes anterior disponible multiplicados por un factor de 1,15.

Los precios de liquidación de las tomas de energía para cada periodo de programación serán los precios del mercado diario de ese día multiplicados por un factor de 1,15. En caso de que no exista tampoco precio del mercado diario, o éste fuese negativo, se aplicará el precio medio aritmético de los precios positivos del mercado diario establecidos en el mismo periodo de programación del último mes anterior disponible multiplicados por un factor de 1,15. A este precio se añadirán los cargos y costes regulados establecidos en la normativa vigente.

5.2 Normas para la liquidación en caso de suspensión cuando las herramientas y medios de comunicación que el OS necesita para facilitar las actividades de mercado no estén disponibles

Durante el tiempo que dure la suspensión de los mercados de los servicios de balance, se liquidará la diferencia entre la medida del Sistema de Información de Medidas Eléctricas SIMEL y el programa de las unidades de generación, de demanda y de almacenamiento al precio establecido en este apartado.

Los precios de liquidación de la energía asignada a los proveedores de servicios de balance como energía de balance por los medios disponibles para el OS será el valor medio de los precios positivos del correspondiente producto de balance en el mismo periodo de programación del último mes anterior disponible.

Los desvíos de energía se liquidarán al precio de desvío establecido en la normativa vigente considerando el precio de la energía de balance asignada por los medios disponibles para el OS.

6. Liquidación a precios distintos de los de referencia

El OS podrá liquidar a precios distintos de los calculados en aplicación del apartado 5 cuando así se lo requiera la CNMC.

P.O. 7.2. Regulación secundaria

1. Objeto

El objeto de este procedimiento es reglamentar el funcionamiento del servicio de balance de regulación secundaria del sistema eléctrico peninsular español.

En el mismo se establecen los criterios relativos a los siguientes aspectos:

- Asignación diaria de banda de regulación secundaria.
- Provisión del servicio.
- Control y medida de la prestación del servicio.
- Criterios de liquidación económica del servicio.

En el anexo I de este procedimiento se recoge el funcionamiento de proceso de asignación de banda de regulación secundaria por mecanismos de mercado (ofertas, requerimientos, validaciones y funcionamiento del algoritmo de asignación).

En el anexo II de este procedimiento se incluyen los criterios técnicos referentes al sistema de Regulación Compartida Peninsular (RCP) y a las zonas de regulación secundaria del sistema eléctrico peninsular español, mediante los cuales se realiza la provisión efectiva de este servicio.

La aplicación del proceso europeo de compensación de desequilibrios (*Imbalance Netting*) se recoge en el anexo III de este procedimiento de operación.

2. Ámbito de aplicación

Este procedimiento aplica al operador del sistema eléctrico español (OS), a los proveedores de servicios de balance (Balancing Service Providers (BSPs), por sus siglas en inglés) habilitados por el OS conforme a lo establecido en la normativa de aplicación vigente, y a los sujetos de liquidación responsables del balance (Balancing Responsible Parties (BRPs), por sus siglas en inglés) del sistema eléctrico peninsular español.

3. 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 ordenes 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.

- Regulación secundaria: La regulación secundaria es el servicio de balance de activación automática de potencia activa que tiene por objetivo el mantenimiento de la frecuencia del sistema en su valor de referencia y la anulación en cada instante de los desvíos del bloque de control frecuencia-potencia español, teniendo en cuenta asimismo las consignas recibidas del proceso europeo de compensación de desequilibrios en tiempo real.

El servicio de regulación secundaria cuenta con un proceso de asignación previa de banda de regulación secundaria por unidad de programación y un proceso de activación automática de energía de regulación secundaria en tiempo real por zona de regulación mediante el sistema de regulación compartida en el sistema eléctrico peninsular español.

- Sistema de regulación compartida peninsular (RCP): La Regulación Compartida Peninsular (RCP) es el sistema de control que funciona como regulador maestro de la regulación secundaria del sistema. Por motivos de seguridad, el sistema está duplicado: el OS dispone de un regulador maestro principal en el Centro de Control Eléctrico (CECOEL), existiendo un sistema de respaldo de la regulación secundaria localizado en el Centro de Control de Respaldo (CECORE).
- Zona de regulación: Conforme a la definición establecida en las Condiciones relativas al balance, una zona de regulación es una agrupación de unidades de programación que, en conjunto, tiene capacidad de regular en respuesta a las órdenes de un sistema de Control Automático de Generación (AGC) cumpliendo con los requisitos establecidos y permitiendo su evaluación desde un sistema de control de energía en tiempo real

Cada zona de regulación estará constituida por una o más unidades de programación que participen activamente en el servicio de regulación secundaria del sistema eléctrico peninsular español (aFRR, por sus siglas en inglés), y por unidades no habilitadas para la participación activa en el servicio de regulación secundaria, estando todas las unidades bajo la titularidad o la representación del sujeto que ostenta la titularidad de la zona de regulación o de otro sujeto de su mismo grupo empresarial en el ámbito ibérico.

Las unidades habilitadas por el OS son aquellas que han superado el proceso de habilitación establecido en el artículo 9 de las Condiciones relativas al balance y tienen capacidad de responder activamente a las señales de control enviadas por el correspondiente AGC.

En el anexo II de este procedimiento se describe la respuesta dinámica exigida a las zonas de regulación.

- Reserva de regulación secundaria del sistema: La reserva de regulación secundaria a subir/bajar del sistema es el valor máximo de variación de potencia en que es posible modificar al conjunto de unidades de programación habilitadas en control dentro de las zonas de regulación en el sentido correspondiente y con la velocidad establecida, en respuesta a los requerimientos del sistema de control automático de regulación.
- Banda de regulación secundaria del sistema asignada: Es la reserva de regulación secundaria del sistema que el OS asigna mediante mecanismos de mercado el día anterior al de programación, para todos los periodos horarios del día siguiente y para cada sentido subir/bajar.
- Energía efectiva neta de regulación secundaria: La energía efectiva neta de regulación secundaria realizada en un periodo de programación, es el desvío en energía respecto a sus programas del conjunto de unidades de programación de una zona de regulación

integradas en el lazo de control del correspondiente AGC debido al seguimiento de los requerimientos de la regulación secundaria.

No se considerará como energía efectiva neta de regulación secundaria los desvíos de las unidades de programación de una zona de regulación que no estén directamente ligados con las consignas requeridas por el AGC.

Cuando el signo de dicha energía neta en un período de programación resulte positivo, se denomina energía de regulación secundaria a subir, y en caso de resultar de signo negativo, energía de regulación secundaria a bajar.

4. Proveedores del servicio de regulación secundaria

Los proveedores del servicio de regulación secundaria son las zonas de regulación. A este efecto, serán de aplicación lo establecido en los artículos 6, 7, 8, 9 y 11 de las Condiciones relativas al balance, aprobadas por la CNMC.

Tanto la constitución de una zona de regulación, como cualquier modificación que afecte a su composición, debe ser previamente autorizada por el OS. En concreto, es necesaria la autorización por parte del OS en los siguientes casos:

- Constitución de una nueva zona de regulación.
- Modificación de la composición de una zona de regulación existente por:
 - Inclusión/exclusión de una unidad de programación en zona de regulación sin participación activa en la prestación del servicio.
 - Habilitación de unidades de programación para la participación activa en la regulación dentro de una zona de regulación.
 - Cualquier modificación de una unidad física o agregación de unidades físicas en unidades de programación dentro de zona de regulación.

El operador del sistema evaluará el cumplimiento de los siguientes requisitos para autorizar la constitución de una zona de regulación:

- a) Cumplimiento de los requisitos de tamaño y composición de zonas de regulación y de adscripción de unidades de programación al centro de control responsable de la zona de regulación establecidas en el artículo 7 de las Condiciones relativas al balance.
- b) Cumplimiento de los requisitos de datos e información establecidos en el artículo 11 de las Condiciones relativas al balance.
- c) Existencia de unidades de programación habilitadas o que solicitan habilitación para la participación activa en el servicio dentro de la zona de regulación.

En el caso de inclusión en zona de regulación de instalaciones sin participación activa en el servicio de regulación secundaria, se deberá acreditar:

- a) Cumplimiento de lo establecido en el artículo 7 de las Condiciones relativas al balance respecto a la composición de las zonas de regulación y la adscripción de las unidades sin participación activa al centro de control responsable de la zona de regulación.
- b) Cumplimiento de los requisitos de datos e información establecidos en el artículo 11 de las Condiciones relativas al balance.

El proceso de habilitación de instalaciones como proveedores (BSP) en el servicio de regulación secundaria con participación activa se realizará conforme a lo establecido en el Artículo 9 de las Condiciones relativas al balance.

La condición de habilitación de una zona de regulación quedará sin efectos en el caso de incumplimiento de alguno de los requisitos establecidos en el artículo 7 de las Condiciones relativas al balance.

Para la acreditación del requisito de titularidad o representación establecido en el artículo 7 de las Condiciones relativas al balance, cuando se desee incorporar en una zona de regulación una

unidad de la que no sea titular ni representante el propio titular de la zona, se deberá acreditar ante el OS la existencia de relación por grupo empresarial mediante una declaración responsable del sujeto titular de la zona, debiéndose actualizar esta información cuando se produzcan cambios en la estructura del grupo que afecten a la unidad de programación o a la zona.

Adicionalmente, el OS realizará un seguimiento y verificará la capacidad técnica y operativa de las zonas de regulación y de las unidades de programación habilitadas para la prestación del servicio de regulación secundaria mediante los perfiles de respuesta para cada periodo de programación. Mediante este seguimiento de la prestación del servicio, el OS reevaluará de forma continua la calificación de las unidades de programación como proveedoras del servicio de regulación secundaria, conforme a lo recogido en el apartado 6 del artículo 159 del Reglamento (UE) 2017/1485 de la Comisión, dando así cumplimiento al proceso de reevaluación que debe ser realizado como mínimo una vez cada 5 años.

El OS informará de forma detallada al titular de la unidad de programación de la falta de capacidad técnica para la prestación del servicio de su unidad o del conjunto de su zona de regulación, del incumplimiento de forma reiterada de los requisitos exigidos, de la inadecuada calidad del servicio prestado y/o de la no remisión de la información de cambios o modificaciones que puedan afectar a la prestación de este servicio, concediendo un plazo para introducir las mejoras necesarias. Si no se introdujeran las mejoras indicadas, el OS podrá retirar cualquiera de las habilitaciones previamente concedidas, al menos, hasta que se constate el cumplimiento del requerimiento del OS.

5. Funciones del operador del sistema relativas al servicio de regulación secundaria

Las funciones del OS asociadas al servicio de regulación secundaria son:

- Autorizar la constitución y modificación de zonas de regulación.
- Habilitar a las unidades de programación para participar activamente en la prestación del servicio.
- Determinar y comunicar diariamente a los participantes en el mercado la reserva global requerida en el sistema para cada periodo de programación del día siguiente.
- Establecer la relación de reserva a subir y bajar requerida para las zonas de regulación y el valor máximo y mínimo de la banda de regulación admisible en cada oferta con arreglo a lo previsto en los procedimientos por los que se establecen los criterios de funcionamiento y seguridad del sistema.
- Gestionar el mercado de banda de regulación secundaria.
- Mantener actualizada la relación de las zonas de regulación autorizadas para la prestación del servicio de regulación secundaria, indicándose para cada una de ellas, las unidades de programación integradas en la misma. En esta relación se identificarán las unidades de programación habilitadas para la prestación de este servicio.

Esta información será facilitada a los responsables de cada una de las zonas de regulación habilitadas, y a los participantes del mercado con el debido respeto de las condiciones de confidencialidad de información vigentes. Cualquier modificación que afecte a la composición de las zonas de regulación será comunicada al responsable de la zona de regulación en cuestión.

Como responsable del sistema maestro de control (RCP):

- Evaluar en tiempo real el requerimiento de regulación y establecer el reparto entre las zonas de regulación.
- Intercambiar la información necesaria con la plataforma europea de compensación de desequilibrios e incorporar en su caso las señales de corrección al requerimiento recibidas del mismo, según se describe en el anexo III.
- Llevar a cabo el seguimiento de la respuesta de las zonas de regulación.

- Transferir el sistema de regulación secundaria al sistema de respaldo, y viceversa, cuando así sea necesario, e informar puntualmente de este hecho a los responsables de las zonas de regulación.
- Calcular los términos establecidos para la retribución y asignación de costes por la prestación del servicio de regulación.
- Garantizar el buen funcionamiento del sistema de regulación y su adecuación a los requerimientos del sistema eléctrico.

6. Asignación de banda de regulación secundaria para el día siguiente

6.1. Requisitos de banda de regulación secundaria

El OS establecerá el valor de la banda de regulación secundaria necesaria en el sistema para cada periodo de programación del día siguiente conforme al procedimiento de operación por el que se establece la reserva para la regulación frecuencia potencia.

Asimismo, al objeto de garantizar el adecuado funcionamiento del sistema de automático de regulación secundaria, establecerá la relación entre la reserva a subir y a bajar para el conjunto del sistema.

Los requerimientos de banda de regulación secundaria serán publicados diariamente antes de las 14:45 horas.

6.2. Presentación de ofertas de regulación secundaria

Los participantes en el mercado responsables de zonas de regulación podrán presentar, para las unidades de programación habilitadas para la participación activa en el servicio incluidas en su zona de regulación, ofertas de banda de potencia de regulación secundaria, en MW, con su precio correspondiente, en €/MW, para cada uno de los periodos de programación del día siguiente.

Las ofertas de banda de potencia de regulación secundaria podrán estar compuestas de diferentes bloques, pudiendo ser sólo uno de ellos indivisible. Estos bloques podrán ser aceptados de forma independiente, siendo el resultado de la asignación a cada unidad de programación el conjunto de todos los bloques aceptados para la misma.

La relación entre la reserva a subir y a bajar de una oferta podrá ser distinta de la establecida por el OS de forma global para el conjunto del sistema y para cada zona de regulación.

En el anexo I del presente procedimiento se detalla la información correspondiente a las ofertas de regulación secundaria.

6.3. Asignación de banda de regulación secundaria para el día siguiente

El OS asignará aquellas ofertas que, en conjunto, representen un menor coste total, teniendo en cuenta los siguientes criterios:

- Cada zona de regulación deberá cumplir la relación establecida entre la reserva a subir y a bajar para el conjunto del sistema.
- Para la valoración de una oferta se tendrá en cuenta el precio de oferta de la banda de potencia.
- En caso de igualdad de precio de varias ofertas, se realizará un reparto proporcional de la reserva asignada, en función de la banda ofertada en cada una de ellas.
- Si la asignación de una oferta de regulación secundaria con su redespacho de energía asociado sobre el último programa de energía (PHF/PHFC) publicado por el OS antes de la asignación de banda de regulación secundaria, diese lugar, en su caso, a una restricción técnica en el sistema, no se considerará dicha oferta en el proceso de asignación.
- La suma total de las bandas de potencia asignadas deberá estar comprendida en un intervalo de +/- 10% en torno a la banda de regulación total requerida.

- La asignación a cada zona de regulación será la suma de las asignaciones realizadas a las unidades de programación integradas en la correspondiente zona.

La asignación realizada por el OS será considerada firme, adquiriendo la zona de regulación la obligación de disponer de la banda asignada.

Si para obtener la banda de potencia de regulación secundaria asignada fuera necesaria la modificación del programa de la unidad de programación, es responsabilidad del participante en el mercado de dicha unidad de programación realizar dicha modificación del programa de la unidad de programación en el mercado mayorista.

El OS, en los plazos fijados en el procedimiento de operación por el que se establece el proceso de programación, comunicará a los participantes en el mercado proveedores de este servicio los resultados del proceso de asignación de ofertas de banda de potencia de regulación secundaria y los coeficientes de participación de cada una de las zonas en los requerimientos de reserva de regulación secundaria global del sistema eléctrico peninsular español .

6.4. Mecanismo de reducción de la banda asignada por seguimiento de instrucciones del OS en tiempo real

La aplicación del mecanismo de solución de restricciones técnicas en tiempo real, contemplado en el procedimiento de operación de restricciones técnicas, sobre unidades de programación que previamente habían adquirido compromisos firmes de reserva de regulación secundaria, al haberles sido asignadas ofertas en el mercado de banda de regulación secundaria, puede dar lugar a incumplimientos de dichos compromisos por parte de la correspondiente zona de regulación, por causas ajenas al propio sujeto participante proveedor del servicio.

Asimismo, la asignación de regulación terciaria por aplicación del Mecanismo Excepcional de Resolución (MER), según lo establecido en los procedimientos de operación, puede ocasionar a las unidades de programación una pérdida total o parcial de la banda de potencia de regulación secundaria comprometida.

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

No obstante, si la zona de regulación no dispone de medios adicionales suficientes, se establece la aplicación de un mecanismo específico que permite al propietario de la zona de regulación solicitar la reducción de la banda de regulación secundaria comprometida en el mercado de banda de secundaria el día anterior al de suministro con objeto de evitar incumplimientos de la prestación del servicio de regulación secundaria, provocados tanto por aplicación del mecanismo de solución de restricciones en tiempo real como por aplicación de mecanismos de emergencia en tiempo real sobre unidades de programación incluidas en su zona y que habían adquirido compromisos de banda de potencia de regulación secundaria.

Para ello, el titular de la zona de regulación en la que están integradas una o más unidades de programación afectadas bien por la aplicación de limitaciones por seguridad en tiempo real o bien por asignación de redespachos de regulación terciaria por aplicación de MER, podrá solicitar al OS la aplicación del mecanismo de reducción de la banda de regulación secundaria para evitar el incumplimiento del compromiso de banda adquirido en el día anterior por su zona de regulación.

Tras la solicitud de reducción de banda asignada por parte del titular de la zona de regulación afectada, el OS analizará, tanto de forma individual para cada unidad de programación, como de forma global para el conjunto de la correspondiente zona de regulación, la reducción de banda solicitada por el propietario de la zona de regulación, contrastándola con la banda de potencia perdida teóricamente por aplicación de limitaciones de seguridad para la solución de restricciones en tiempo real o por asignación de redespachos de energía terciaria por aplicación del MER.

La banda máxima de regulación secundaria a reducir se calculará en cada período de programación como el mínimo de los dos valores anteriores para cada unidad de programación.

El mecanismo de reducción de banda sólo se aplicará cuando la limitación por seguridad o en su caso el redespacho de energía por MER cubra un período de programación completo, y la solicitud del participante del mercado proveedor del servicio la reciba el OS al menos 10 minutos antes del inicio del primer período de programación en el que sería aplicable.

Una vez validada por el OS la reducción de banda de regulación secundaria en las diferentes unidades de programación integradas en la correspondiente zona de regulación, se efectuarán las siguientes actuaciones:

- Se generarán las desasignaciones de banda de regulación secundaria correspondientes, estableciéndose, además, en base al orden de mérito de la asignación de ofertas realizadas, las reducciones adicionales de banda que pudiera ser necesario aplicar en la misma zona de regulación para mantener la relación subir/ bajar establecida. Todas estas anotaciones de desasignación de banda llevarán asociado un precio igual al marginal del mercado de banda de regulación secundaria vigente para el correspondiente período de programación.
- Se calcularán y se enviarán a la RCP los nuevos coeficientes de participación nominales de las zonas de regulación en función de la reducción de banda de regulación aplicada en cada período de programación completo. Los nuevos coeficientes de participación nominales de las zonas se calcularán teniendo en cuenta las anteriores desasignaciones de banda.

En caso de que desaparezcan las causas que provocaron la aplicación del mecanismo de reducción de la banda y previa solicitud del sujeto responsable de la zona de regulación siempre que no haya habido asignación adicional de banda de regulación secundaria en tiempo real por MER, el OS podrá decidir la posible restitución total o parcial de la banda comprometida inicialmente a partir del momento de la aceptación de esta acción por el sujeto responsable de la zona de regulación, calculándose de nuevo los coeficientes de participación nominales de las zonas de regulación, y modificándose las anotaciones de desasignación de banda que pudieran haberse efectuado previamente sobre dichos períodos.

6.5. Mecanismo excepcional de asignación de banda de regulación secundaria

En situaciones de emergencia para el sistema o en ausencia de ofertas suficientes o indisponibilidad del sistema informático de gestión, el OS podrá adoptar las decisiones que considere más oportunas para la asignación de la banda de regulación secundaria disponible en el sistema, justificando posteriormente sus actuaciones ante los participantes en el mercado afectados y ante la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, sin perjuicio de la retribución a que hubiera lugar por la citada prestación obligada del servicio y por las modificaciones de los programas que hubiesen sido necesarias.

7. Seguimiento en tiempo real de la prestación del servicio

El control de la respuesta de la regulación secundaria y la medida del servicio prestado se llevará a cabo por zonas de regulación, conforme a la Descripción técnica de la regulación compartida del Sistema Peninsular (anexo II).

En dicho documento se establece el proceso de seguimiento de respuesta de las zonas de regulación, así como el cálculo de las reservas puestas a disposición de la regulación por las zonas y la energía de regulación utilizada en cada período de programación.

En situaciones que imposibiliten la correcta ejecución del programa desde el sistema principal de regulación secundaria, el OS procederá a transferir su control al sistema de respaldo a la mayor brevedad posible. Este hecho será comunicado por el OS a las empresas responsables de las zonas de regulación.

El paso desde el regulador maestro hasta el sistema de respaldo, y viceversa, obligará a las empresas responsables de las diferentes zonas de regulación, a conmutar el canal de comunicaciones de recepción de señales al sistema que en ese momento gestione el servicio.

8. Liquidación del servicio

En este apartado se describen con carácter general los principales aspectos relativos al servicio de regulación secundaria que tienen incidencia directa en la liquidación de este servicio.

La prestación del servicio de regulación secundaria llevará asociados tres conceptos de liquidación:

- Asignación de banda de regulación secundaria en el mercado correspondiente.
- Variación de la banda de regulación secundaria disponible en tiempo real respecto a la asignada.
- Energía efectiva neta de regulación secundaria realizada por seguimiento de los requerimientos de regulación, en el correspondiente período de programación.

La liquidación del servicio de regulación secundaria dará lugar a los derechos de cobro y obligaciones de pago definidos 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.

Se detallan a continuación las magnitudes y precios aplicables a la prestación del servicio de regulación secundaria.

8.1 Asignación de reserva de regulación secundaria

La asignación de reserva de regulación secundaria a liquidar será la resultante del proceso de asignación descrito en el apartado 6.2 de este procedimiento, y será valorada al precio marginal resultante del proceso de asignación.

El precio marginal de la asignación de reserva de regulación secundaria, que se establecerá para cada período de programación, corresponderá al precio de la última oferta de regulación secundaria que haya sido necesario asignar de forma total o parcial en el correspondiente período de programación, para cubrir los requerimientos de reserva global de regulación secundaria del sistema eléctrico peninsular español.

En caso de asignaciones de banda de potencia por aplicación del mecanismo excepcional de resolución (MER) que haya sido necesario realizar en cada período de programación para obtener la reserva de regulación requerida, éstas serán valoradas a un precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de mayoración K_{MAY} , de valor igual a 1,15 por el precio marginal de la banda en el período horario correspondiente o, en su defecto, por el máximo precio de banda de la misma hora en los siete días anteriores.

8.2 Variación de la reserva de regulación secundaria por el funcionamiento de la regulación secundaria en tiempo real

Como resultado del seguimiento efectuado por la RCP de la respuesta de cada zona de regulación en tiempo real para cada período de programación, se determinarán las siguientes magnitudes:

- Incapacidad para contribuir a la regulación por parte de la zona en función del número de ciclos en los que la zona de regulación permanezca en estado OFF (salvo aquellos en los que lo esté por indicación del OS), siendo valorada dicha incapacidad al precio de la reserva de regulación secundaria correspondiente a dicho período, afectada por un coeficiente K_S de valor igual a 1,5.
- Reservas residuales puestas al servicio de la regulación secundaria: se calculará en cada ciclo el valor de la reserva residual en cada sentido del requerimiento de regulación y se evaluará en términos globales del período de programación si el valor de la reserva residual a subir (o a bajar) es superior o inferior a la banda a subir (o a bajar) asignada a dicha zona de regulación. Los valores de reserva residual superior o inferior a la asignada

serán valorados al precio de la reserva de regulación secundaria para cada período de programación, afectados por un coeficiente KS de valor igual a 1,5 en ambos casos.

8.3 Energía efectiva neta realizada por seguimiento de los requerimientos de regulación

La energía efectiva neta de regulación secundaria para cada uno de los sentidos, a subir o a bajar, se calcula como el valor acumulado en cada ciclo del desvío de generación o consumo enviado por la zona en estado ACTIVO o en EMERGENCIA sólo en caso de que haya agotado su reserva. Si la zona está en EMERGENCIA sin haber agotado su reserva sólo se acumulará el desvío de los ciclos en los que la zona tiene un desvío favorable al sentido que le solicita la RCP.

La energía efectiva neta de regulación secundaria realizada en cada período de programación como consecuencia del seguimiento en tiempo real de los requerimientos de la regulación secundaria será valorada, con carácter general, al precio marginal de la energía de regulación terciaria que hubiera sido necesario asignar en dicho período de programación, bien a subir o a bajar, para sustituir a la energía neta de regulación secundaria realizada.

El precio marginal de la energía de sustitución a subir en dicho periodo de programación se establecerá siempre sobre la escalera de regulación terciaria a subir, con independencia de que se haya utilizado o no energía de regulación terciaria a subir en dicho período de programación.

El precio marginal de la energía de sustitución a bajar en dicho periodo de programación se establecerá siempre sobre la escalera de regulación terciaria a bajar, con independencia de que se haya utilizado o no energía de regulación terciaria a bajar en dicho periodo de programación.

El precio marginal horario de la energía de regulación secundaria a bajar así calculado estará en cualquier caso limitado por el valor de precio máximo vigente en el Mercado Diario, y por el valor de precio mínimo vigente en el Mercado Diario cuando el precio marginal de la energía de regulación terciaria haya resultado superior o igual a 0.

ANEXO I. Asignación de banda de regulación secundaria

1. Datos de entrada al proceso de asignación

1.1. Requerimientos de regulación secundaria del sistema.

El OS determinará y comunicará diariamente a los participantes en el mercado la reserva global de regulación secundaria requerida en el sistema eléctrico peninsular español para cada período de programación del día siguiente. Además, establecerá la relación de reserva a subir y a bajar requerida para las zonas de regulación, y el valor máximo y mínimo de banda de potencia admisible en cada oferta. Para ello, el OS seguirá los criterios fijados en los procedimientos por los que se establecen los criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del sistema eléctrico.

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

- Requisitos de reserva a subir en el sistema RSSUBh (MW).
- Requisitos de reserva a bajar en el sistema RSBAJh (MW).
- Valor máximo y mínimo de la banda de potencia de regulación secundaria por oferta (suma de la reserva a subir y a bajar de cada oferta individual), denominados respectivamente $RSBAN_{m\acute{a}x}$ (MW) y $RSBAN_{m\acute{i}n}$ (MW),

Donde h = Índice del periodo de programación correspondiente.

1.2. Programa de energía previo a la asignación de banda de regulación secundaria.

En el proceso de asignación de ofertas, para establecer el punto de funcionamiento de cada unidad de programación, se toman en consideración los valores en energía del último programa establecido (PHF/PHFC) para la correspondiente unidad de programación y publicado por el OS antes de la asignación de banda de regulación secundaria, teniendo en consideración, en su caso, el valor del redespacho de energía incorporado en la oferta de banda de regulación secundaria presentada para dicha unidad de programación

1.3. Integración en zonas de regulación.

Para la presentación de ofertas de reserva de regulación secundaria, la unidad de programación deberá estar habilitada previamente por el OS, debiendo estar integrada el 100% de la unidad de programación en una única zona de regulación que deberá haber sido también previamente habilitada como tal por el OS.

1.4. Ofertas de banda de regulación secundaria.

Las ofertas de regulación secundaria serán presentadas por el responsable de la zona de regulación en la que está incluida la unidad de programación y contendrán la siguiente información:

- Número de la oferta.
- Oferta de reserva a subir RNS_{subirh} (MW).
- Oferta de reserva a bajar RNS_{bajarh} (MW).
- Precio de la oferta de la banda de regulación PS_{bandah} (€/MW). Las ofertas deberán respetar los precios técnicos máximos establecidos en el documento de intercambio de información entre OS y SM.
- En su caso, redespacho de energía asociado (variación del programa de energía necesario respecto al último programa (PHF/PHFC) publicado por el OS antes de la asignación de la banda de regulación secundaria) VEP_h (+/- MWh), necesario para la disponibilidad de la banda de regulación secundaria ofertada.
- Código de indivisibilidad de la oferta.

La suma de la reserva a subir y a bajar de una oferta ($RNS_{subirh} + RNS_{bajarh}$) deberá cumplir con los límites máximo y mínimo comunicados por el OS ($RSBAN_{m\acute{a}x}$ y $RSBAN_{m\acute{i}n}$).

2. Funcionamiento del algoritmo de asignación de banda de regulación secundaria

2.1. Criterios generales.

Para la asignación de la reserva de regulación secundaria se tendrán en cuenta los siguientes criterios:

- Cada zona de regulación debe cumplir en cada período de programación la relación entre la reserva a subir y a bajar establecida RSB_h ($RSB_h = RSSUB_h/RSBAJ_h$ (p.u.)).
- La asignación de ofertas resultante será la de menor coste que satisfaga el requerimiento del servicio de reserva de regulación secundaria.
- El coste de una oferta de reserva de regulación secundaria será el producto de la banda total ofertada por el precio ofertado.

2.2. Desarrollo del proceso.

El proceso de asignación cubre los siguientes pasos de forma secuencial:

- Se eliminan del proceso aquellos bloques de oferta que no cumplan los valores máximo y mínimo de la banda ofertada establecidos por el OS.

Si $RSBAN_{m\acute{a}x} < RNS_{subirhni} + RNS_{bajarhni}$, se elimina el bloque n de la oferta i.

Si $RSBAN_{m\acute{i}n} < RNS_{subirhni} + RNS_{bajarhni}$, se elimina el bloque n de la oferta i.

- Se establece una lista ordenada por costes de los bloques de oferta recibidos para cada período de programación (h), estando calculado el coste como:

$$Coste_{hr} = PS_{bandahr} * 1000$$

Donde, r = índice que toma un valor variable desde 1 al número total de bloques válidos aceptados.

- Se asigna el requerimiento establecido según la prioridad definida por la lista ordenada. En cada asignación del bloque de una oferta se debe garantizar el cumplimiento de la relación entre la reserva a subir y la reserva a bajar para la zona de regulación a la que pertenezca dicha oferta, truncándose los valores en caso contrario y quedando el valor truncado pendiente de asignación en iteraciones posteriores. Por tanto, para cada bloque de oferta se cumplirá:

$$R_{subir_{nh}} = \text{Mínimo}[RNS_{subir_{mh}} + \sum RNS_{subir_{mh}}, (RNS_{bajar_{mh}} + \sum RNS_{bajar_{mh}}) * RSB_h] - R_{subir_{mh}}$$

$$R_{bajar_{nh}} = \text{Mínimo}[(RNS_{subir_{nh}} + \sum RNS_{subir_{mh}}) / RSB_h, RNS_{bajar_{mh}} + \sum RNS_{bajar_{mh}}] - R_{bajar_{mh}}$$

Donde:

n = Índice del bloque de oferta según la lista ordenada por costes.

m = Índice de los bloques de oferta de orden inferior a n, de la misma zona de regulación a la que pertenece la unidad de programación en la que se incluye el bloque de orden n.

$R_{subir_{nh}}$ = Banda a subir asignada al bloque de oferta de orden n.

$R_{bajar_{nh}}$ = Banda a bajar asignada al bloque de oferta de orden n.

En caso de que el bloque de oferta a asignar incluya la condición de indivisibilidad, y la asignación del mismo suponga el incumplimiento de la relación subir/bajar establecida para la zona de regulación a la que pertenece la oferta, se pospondrá su asignación, dada su condición de indivisible, quedando pendiente su posible asignación en iteraciones posteriores.

El proceso de asignación de reserva a subir y a bajar termina cuando el valor de $\sum R_{subir_{nh}}$ y $\sum R_{bajar_{nh}}$ asignada de se encuentra en el intervalo $\pm 10\%$ en torno al valor de la reserva de regulación secundaria establecida como requerimiento ($RSSUB_h$ y $RSBAJ_h$):

$$1,1 * RSSUB_h > \sum Rsubir_{nh} > 0,9 * RSSUB_h$$

$$1,1 * RSBAJ_h > \sum Rbajar_{nh} > 0,9 * RSBAJ_h$$

En el caso de existir igualdad de coste entre varias ofertas en el cierre de la asignación, se repartirá el valor de cierre de manera proporcional a las bandas ofertadas.

La asignación total de reserva de regulación secundaria para cada zona de regulación, corresponderá a la suma de todas las asignaciones realizadas a unidades de programación pertenecientes a dicha zona.

Los coeficientes de asignación de reserva de regulación secundaria por zona de regulación se calcularán según la siguiente fórmula:

$$K_{ZR} = \sum Rsubir_t / RSSUP * 100$$

Donde:

ZR = Código de la zona de regulación.

t = Índice de ofertas asignadas pertenecientes a la zona de regulación ZR.

3. Validación de ofertas de regulación secundaria

Previamente al proceso de lectura de ofertas, se comprobará que la unidad de programación y la zona de regulación a la que pertenece están habilitadas para la provisión del servicio de regulación secundaria.

Tanto durante el proceso de lectura de las ofertas de reserva de regulación secundaria como en el de asignación de dichas ofertas, se aplican una serie de comprobaciones. La violación de cualquiera de ellas, hará que la oferta sea rechazada total o parcialmente.

El incumplimiento de las comprobaciones realizadas en el proceso automático de lectura de la oferta implica su rechazo, sin que pueda aportarse, por las características del propio proceso, información precisa sobre la causa del rechazo.

Las comprobaciones se realizan en cuatro etapas diferentes.

- Durante el proceso de lectura de las ofertas.
- En el preproceso de las ofertas previo a la aplicación del algoritmo de asignación.
- En el propio proceso de asignación.
- Al finalizar el proceso de asignación.

A continuación se describen las comprobaciones aplicadas, así como los códigos de rechazo asociados a cada una de ellas.

3.1. Comprobaciones aplicadas en el proceso de lectura de las ofertas.

En este mercado se admite una única oferta por unidad de programación, compuesta de un número de bloques que pueden ofertar banda a subir y/o bajar para uno o varios períodos de programación.

Se contemplan las siguientes restricciones a las ofertas, cuya violación lleva consigo el rechazo del bloque de oferta afectado:

La suma de la banda a subir y a bajar de cada bloque deberá estar comprendida entre las bandas máxima y mínima comunicadas por el OS junto a los requerimientos de reserva.

La unidad de programación para la que se presente una oferta de reserva de regulación secundaria deberá estar integrada en una única zona de regulación, debiendo ser presentada la oferta por el responsable de dicha zona de regulación.

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

No se aceptarán ofertas de unidades de programación no habilitadas para regular.

3.2. Comprobaciones en el preproceso de las ofertas.

Estas comprobaciones se efectúan inmediatamente antes de la aplicación del algoritmo de asignación de ofertas, al requerir la consideración de informaciones tales como limitaciones de programa por seguridad e indisponibilidades de unidades, que pueden haberse visto modificadas desde el momento en el que se leyeron las ofertas.

Las comprobaciones que se realizan en esta etapa son las siguientes:

- Que la unidad de programación no viole ninguna limitación por seguridad.
- Que la unidad de programación no viole ninguna limitación por indisponibilidad.

Cuando un bloque de oferta incumpla alguna de estas comprobaciones, el bloque será rechazado de forma completa, independientemente de si es divisible o indivisible.

Los bloques correspondientes a las ofertas de reserva de regulación secundaria pueden tener asociado un redespacho de energía, siendo tenido en cuenta el valor de este redespacho al realizar el proceso de validación. El redespacho va asociado al bloque y se trata de forma independiente para cada uno de ellos.

3.3. Comprobaciones realizadas durante el proceso de asignación.

Estas comprobaciones son realizadas por el propio algoritmo de asignación, y afectan a aquellos bloques de oferta que, por precio, deberían ser objeto de asignación.

Las comprobaciones asociadas son las siguientes:

- Oferta no asignada en su totalidad por no poderse compensar con ofertas de su misma zona de regulación para mantener la relación subir/bajar establecida.
- Rechazo por indivisibilidad en oferta de cierre. Este rechazo tiene lugar en el prorrateo final frente a otras ofertas con el mismo coste. Las ofertas divisibles son suficientes para alcanzar los requerimientos, por lo que las indivisibles no son asignadas.
- Oferta divisible no asignada por ser desplazada por una indivisible. En el prorrateo final, si hay ofertas divisibles e indivisibles de una zona de regulación al mismo precio, se asignan en primer lugar las divisibles y, si no se alcanzan los requerimientos, se asignan a continuación las indivisibles. Si con éstas se supera el máximo del 10% sobre el requerimiento publicado para dicho período de programación, se van retirando ofertas divisibles hasta conseguir que el conjunto de ofertas asignadas se encuentre dentro del margen del +/- 10% respecto al requerimiento publicado.

3.4. Comprobaciones realizadas al finalizar el proceso de asignación.

Una vez finalizado el proceso de asignación, se realizan las siguientes comprobaciones de redondeo y asignación que pueden alterar ligeramente el resultado de la asignación derivado de la aplicación directa del algoritmo:

- Asignación indivisible: A aquellos bloques indivisibles asignados a los que les quede por asignar banda, en un único sentido (a subir o a bajar, pero no en ambos), por debajo de un valor determinado (actualmente 2 MW) se les asigna esta banda pendiente.
- Rechazo por asignación mínima: A aquellas ofertas a las que se les ha asignado banda en un único sentido (a subir o a bajar, pero no en ambos), por debajo de un determinado valor mínimo (actualmente 1 MW), son eliminadas de la asignación.

Redondeo de asignación: Las bandas asignadas son redondeadas para obtener números enteros. El redondeo se hace al valor entero más próximo.

ANEXO II. Descripción técnica de la Regulación Compartida del Sistema Peninsular (RCP)

1. Introducción

El correcto funcionamiento de los sistemas eléctricos interconectados, desde el punto de vista de la seguridad y la fiabilidad de la operación, exige una adecuada coordinación de su regulación frecuencia-potencia.

La regulación secundaria forma parte de los sistemas automáticos de control frecuencia-potencia.

El sistema eléctrico español forma parte de la red síncrona europea continental y, por tanto, está obligado a cumplir los requisitos establecidos por la normativa europea y la acordada por todos los TSO que pertenecen a la red síncrona de Europa Continental.

El objetivo de la regulación secundaria es, tras un incidente, devolver la frecuencia y los intercambios con otros sistemas a los valores de consigna restaurando la reserva primaria utilizada, teniendo en cuenta asimismo las consignas recibidas de la plataforma europea de compensación de desequilibrios en tiempo real para evitar activaciones en sentido contrario en distintos bloques de control.

Para ello el sistema de regulación genera las señales de control adecuadas para modificar el punto de funcionamiento de las unidades conectadas a él de forma que:

- El valor de los intercambios de potencia con otros sistemas se mantenga en el valor programado, incorporando en su caso las correcciones que resulten del proceso europeo de compensación de desequilibrios (*Imbalance Netting*).
- El valor de frecuencia del sistema se mantenga en su valor de consigna, común y único en la red síncrona interconectada de Europa Continental.

El cumplimiento de los objetivos anteriores es equivalente a mantener el equilibrio generación-demanda del sistema interconectado.

En este Sistema de Regulación, el conjunto de la reserva rodante asignada es compartido por todas las empresas en orden a:

- La distribución equitativa entre las zonas de regulación, en función de su reserva rodante asignada, de las obligaciones de regulación con respecto a desvíos con Francia y Portugal (compensados, en su caso, de acuerdo con las consignas recibidas de la plataforma europea de compensación de desequilibrios) y variaciones de frecuencia.
- La utilización de las reservas de potencia del conjunto de las empresas de forma que se puedan solventar eficazmente los desequilibrios bruscos producción - consumo.

Para realizar esta función de la Regulación Compartida, RED ELÉCTRICA coordina directamente a los reguladores de zona, actuando de “Regulador Maestro”, es decir, de repartidor de señal de regulación, y transmitiendo a los diversos reguladores de zona los valores de potencia que deben aportar a la Regulación Compartida, de acuerdo con los factores de participación resultantes de la asignación de reservas en el mercado de la regulación secundaria. A su vez, genera los resultados del servicio utilizados para la liquidación del mismo.

RED ELÉCTRICA realiza su labor de “Regulador Maestro” desde su equipo regulador en el Centro de Control del CECOEL. Cuando éste no está disponible, el Centro de Control 2 de Red Eléctrica asume la función de “Regulador Maestro”, actuando como respaldo del sistema.

2. Definiciones

RCP: Regulación Compartida Peninsular.

Regulador maestro: Sistema de control de energía que recibe las señales básicas de la regulación compartida y genera el requerimiento de control de cada zona, así como los resultados utilizados para la liquidación del servicio.

Regulador de zona: Sistema de control de energía que, recibiendo el requerimiento de control del regulador maestro, controla la generación o el consumo de las unidades incluidas en su zona.

Control automático de generación (AGC): Función software utilizada por los reguladores de zona para realizar el control frecuencia – potencia, es decir, para ajustar de forma automática el punto de funcionamiento de sus unidades en función de unas consignas de potencia y frecuencia, anulando su error de control de área.

Error de control de área de la zona (ACE): Desvío, expresado en magnitudes de potencia, de los valores de potencia neta y frecuencia respecto a las consignas de una zona de regulación.

Generación o consumo de la zona (PI): Valor instantáneo del total de las potencias netas de cada una de las unidades pertenecientes a una zona de regulación.

Programa de generación o consumo de la zona (NSI): Valor instantáneo del total de potencia activa neta que corresponde a la suma del programa horario de las unidades de generación, almacenamiento o consumo pertenecientes a una zona de regulación.

Desvío de generación o consumo de la zona (NID): Diferencia entre el valor del programa de generación o consumo y la potencia activa neta real de una zona de regulación.

Potencia de generación o consumo en control de la zona (PGC): Valor instantáneo de la suma del consumo o la generación neta activa que está bajo el control del AGC de una zona de regulación.

Desvío del intercambio neto de regulación peninsular (NIDR): Desvío del intercambio neto respecto al programado entre el sistema eléctrico español peninsular y los sistemas francés y portugués.

Requerimiento total de la regulación peninsular (PRR): Potencia adicional que el regulador maestro requerirá al total de las zonas de regulación para anular el desvío del intercambio neto de regulación peninsular.

Contribución requerida a la regulación (CRR): Cantidad de potencia requerida por el regulador maestro a cada uno de los reguladores de zona para anular el desvío del intercambio neto de regulación peninsular.

Reserva secundaria de regulación: Potencia activa a subir y a bajar que puede ser movilizada bajo control de una zona de regulación con una constante de tiempo de 100 segundos.

Reserva asignada a las zonas: Valor de consigna de la reserva secundaria a subir y a bajar que debe aportar una zona de regulación como resultado de los mecanismos de mercado.

ENTSOE-CE: Área síncrona interconectada de Europa Continental (CE), integrada en la Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad (ENTSOE).

3. Regulador de Zona

La RCP requiere que tanto el regulador maestro como el de zona permanezcan en comunicación, y realicen las funciones que se les encomiendan.

Entre otras, las funciones del regulador de zona son las que se detallan a continuación:

- Recibir la contribución requerida a la regulación de cada zona (CRR_i), enviada por el Regulador Maestro, quien lo determina por la función de la RCP tal y como se describe en los apartados posteriores.
- Reducir el valor de su propio error de control de área (ACE_i) a cero con la mínima demora, para lo que el regulador de zona deberá regular en el modo de potencia - frecuencia. El ACE_i se calcula atendiendo a las siguientes ecuaciones:

$$ACE_i = \frac{1}{G} \cdot NID_i - 10 \cdot B_i \cdot (f_a - f_s) + CRR_i \quad (1)$$

$$NID_i = NSI_i - PI_i \quad (2)$$

donde:

ACE_i	=	error de control de área de la zona i
NID_i	=	desvío de potencia respecto a programa de la zona i
G	=	factor de atenuación del desvío de zona
B_i	=	constante de "Bias" de frecuencia de la zona i (positivo)
f_a	=	frecuencia real del sistema para la zona i
f_s	=	frecuencia programada para la zona i
CRR_i	=	contribución requerida a la regulación de la zona i
NSI_i	=	programa de generación o consumo de la zona i
PI_i	=	generación o consumo de la zona i

La constante de "Bias" de frecuencia B_i para cada zona de regulación se determina como:

$$B_i = B \cdot K_{ri} \left[\frac{MW}{0.1 \text{ Hz}} \right] \quad (3)$$

siendo:

B	=	constante de Bias de frecuencia total del Sistema Peninsular
K_{ri}	=	coeficiente de participación de la zona de regulación en la constante de Bias de frecuencia total del Sistema Peninsular

De las ecuaciones anteriores se infiere que un desvío de generación o consumo positivos son consecuencia de un defecto de generación o un exceso de consumo respectivamente. Este desvío se traduce en una componente de ACE positiva cuyo efecto en una zona de regulación sería, según la naturaleza de la misma, subir generación o bien reducir el consumo.

El coeficiente de corrección del desvío de frecuencia para el Sistema Peninsular (constante de BIAS) se establece anualmente según directrices de ENTSOE. Se trata por lo tanto de una variable de entrada de la RCP.

El coeficiente de participación de cada zona de regulación en la corrección del desvío de frecuencia es una variable intercambiada por la RCP en tiempo real. Su valor por defecto se comunica a las zonas anualmente, calculándose como la parte proporcional del coeficiente total Peninsular de acuerdo con la producción total, o bien con el consumo total, de energía en cada zona en el año natural anterior al momento del cálculo.

Adicionalmente, los coeficientes de participación por defecto se recalcularán ante cambios estructurales significativos en las zonas de regulación:

- Si se incorpora una nueva zona, se recalculará el reparto de coeficientes por defecto teniendo en cuenta la producción, o el consumo de energía de las unidades que la componen a lo largo del año natural anterior.
- Si se elimina una zona, se recalculará el reparto de coeficientes por defecto sustrayendo su producción o consumo en el año natural anterior.
- Si se producen cambios significativos en la composición de alguna zona, se recalcularán igualmente los coeficientes por defecto teniendo en cuenta la producción o el consumo en el año anterior de las unidades que hayan entrado o salido de la zona.
- Transmitir a los Reguladores Maestros los siguientes valores:
 - Desvío de generación o consumo de la zona (NID_i).
 - Programa de generación o consumo de la zona (NSI_i).
 - Desvío de frecuencia con respecto a 50 Hz (Δf_i).

- Potencia de generación o consumo en control (PGC_i).
- Suma de los límites reales¹ superiores de las unidades incluidas en el cálculo del PGC (PGCSUP_i).
- Suma de los límites reales¹ inferiores de las unidades incluidas en el cálculo del PGC (PGCINF_i).
- Potencia activa de cada unidad de la zona de regulación susceptible de formar parte del cálculo del PGC.
- Estado de regulación de cada unidad de la zona de regulación susceptible de formar parte del cálculo del PGC.
- Estado de activación o suspensión del AGC de la zona.
- Estado que indique el regulador maestro utilizado por el AGC (CECOEL o Centro de Control 2).

4. Regulador Maestro

El regulador maestro es responsable de ejecutar la aplicación de la RCP propiamente dicha. Las funciones fundamentales de la RCP comprenden:

- Determinación del estado de cada zona.
- Determinación del modo de ejecución de la RCP.
- Cálculo del PRR y del CRR para cada zona.
- Supervisión de la respuesta de cada zona y ajuste de los factores de participación de cada una de ellas.
- Tratamiento de las reservas de la RCP.

5. Estados de Zona de Regulación

Cada zona de regulación tiene asociado un estado, que indica su condición actual y el tratamiento que le corresponde en términos de los cálculos utilizados en la función de la RCP.

El operador puede seleccionar e introducir por pantalla cuatro posibles **situaciones de zona**:

- ON cuando la zona participa en la regulación compartida.
- OFF cuando la zona no participa en la regulación compartida.
- OFF REE cuando la falta de participación de la zona en la regulación compartida se debe a un requerimiento del regulador maestro.
- PRUEBAS cuando la zona está realizando pruebas de regulación.

El **estado de regulación** de la zona se determina teniendo en cuenta:

- la situación ON/OFF/OFF REE/PRUEBAS introducida por el operador.
- el estado del AGC de la zona.
- el estado de control de las unidades incluidas en la zona.
- la validez de los datos de entrada de la zona.
- el resultado de la lógica de control de respuesta.

Los estados de zona de regulación son:

¹ Se entiende por límites reales los límites alcanzables de cada unidad cumpliendo los requisitos de velocidad de respuesta del servicio de regulación secundaria.

- **OFF:** La situación de zona introducida por el operador es OFF u OFF REE. Para salir de este modo el operador debe introducir el estado ON o PRUEBAS.
- **INACTIVO:** La situación de zona es ON o PRUEBAS, pero algún dato recibido del regulador de zona no permite que ésta participe en la RCP con normalidad. Se verifica alguna de las condiciones siguientes:
 - el AGC de la zona no está activo.
 - el NID es inválido.
 - el PGC es inválido.
 - el límite superior de regulación es menor o igual que el inferior.
 - no hay unidades regulando en la zona.
 - el programa de generación o consumo de la zona es inválido.
- **ACTIVO:** La situación de la zona es ON o PRUEBAS, todos los datos recibidos de la zona permiten que ésta participe en la RCP (no cumple los criterios de INACTIVO), y la zona no cumple con el criterio de paso a emergencia descrito en la sección **8.2**.
- **EMERGENCIA:** La situación de la zona es ON o PRUEBAS, todos los datos recibidos de la zona permiten que ésta participe en la RCP con normalidad (no cumple los criterios de paso a INACTIVO), pero la zona cumple con el criterio de paso a emergencia. El criterio de paso a emergencia de la zona se describe en la sección **8.2**.

Una vez que una zona está en este estado permanece en él hasta que se cumpla una de las siguientes condiciones:

- el operador ejecuta un *reset* de la RCP.
- la zona cumple las condiciones que se han descrito para pasar a estado INACTIVO.
- la zona cumple las condiciones para pasar a estado ACTIVO, tal y como se describe en la sección **8.2**.

Para evitar inestabilidades en el funcionamiento de la RCP, la salida de la zona del estado OFF y del estado INACTIVO debe ser al estado EMERGENCIA. El error de respuesta se inicializa tal y como se describe en la sección **8.1**.

6. Modos de la RCP

6.1. Descripción de los modos de la RCP

La RCP se ejecuta en cada momento en uno de los seis modos siguientes:

- **NORMAL:** El modo NORMAL de la RCP representa el estado más deseable de la operación del sistema conjunto.
- **FRECUENCIA:** El modo FRECUENCIA de la RCP es representativo de la situación en la cual el sistema peninsular, bien se ha quedado aislado de Francia, o bien se comporta como si se hubiese producido dicha situación de aislamiento. La función de la RCP toma las medidas apropiadas tendentes a mantener la seguridad del sistema, las cuales se traducen en regular en modo NORMAL suponiendo un desvío de intercambio nulo ($NIDR = 0$).

El modo FRECUENCIA permanece efectivo hasta que se restablece la conexión con Francia, o desaparece la situación que originó el paso a este modo. La sección **6.2** describe la lógica de paso a modo frecuencia y de la salida del mismo.

- **MODO CONTROL BLOCK A REGULAR PENÍNSULA:** En este modo, la RCP pasa a regular únicamente el desvío con Francia, actuando como si la Península Ibérica fuese un bloque de control único.

Este modo puede establecerse manualmente, o bien de forma automática cuando la medida del desvío de intercambio con Portugal es inválida durante un tiempo superior a un número de ciclos determinado **CBLIM**.

- **FROZEN**: Este modo de ejecución hace que todas las zonas de regulación en estado Activo o Emergencia pasen a regular en Modo Permisivo. En este modo se modifica el valor de la contribución requerida a cada zona, de forma que su Error de Control de Área sea igual a 0 en cada ciclo de ejecución. De esta forma se congela la respuesta esperada de cada zona.

El modo FROZEN se activa automáticamente ante situaciones de emergencia en el sistema europeo (desvíos de frecuencia mayores de **MFF** mHz con duración superior a **MFT** segundos). También se podrá conmutar manualmente a este modo cuando la RCP esté funcionando previamente en modo NORMAL o FRECUENCIA.

- **NULO**: Este modo se establece cuando el modo de la RCP no se puede determinar con certeza como NORMAL, FRECUENCIA, CONTROL BLOCK PENÍNSULA o FROZEN.

El modo NULO, una vez que se establece, permanece efectivo bien hasta que uno de los otros modos pueda determinarse sin ambigüedad, o bien hasta que, transcurrido un tiempo **NTOLIM** dado, la Regulación Compartida pase a modo suspendido automáticamente.

- **SUSPENDIDO**: La RCP se suspende preventivamente al estar en modo NULO más de un tiempo definido **NTOLIM**.

6.2. Determinación del modo de la RCP

El modo de la RCP se determina tras la asignación de los estados de zona, en el orden y forma siguiente:

1. Chequeo de modo NULO

Las condiciones de paso a NULO son cualesquiera de las siguientes:

- El valor del desvío del intercambio neto entre España y Francia (NID_F) es inválido (p.e. debido a la pérdida de alguna de las telemidas que forman este valor) y el Sistema Peninsular no está aislado de Francia.
- El valor de la frecuencia f_a^2 es inválido.
- No hay capacidad de regulación, es decir, no existen zonas cuyo estado sea ACTIVO o EMERGENCIA.
- No puede detectarse con certeza el estado de conexión con Francia.

2. Chequeo de modo FRECUENCIA

Si el modo no es NULO, se verifica si se cumple alguna de las condiciones de paso a modo FRECUENCIA:

- Se ha detectado que el sistema peninsular está aislado de Francia.
- El sistema se comporta como si estuviese desconectado de Francia. Para ello se deben cumplir las condiciones siguientes:
 - El desvío de frecuencia³ es del mismo signo que el desvío con Francia, es decir $\Delta f \cdot NID_F > 0$.
 - El valor absoluto del desvío de frecuencia es superior a un umbral **UM**, es decir $\Delta f > UM$. Si en ciclo previo la RCP ya estaba en modo FRECUENCIA, dicho umbral se ve disminuido en una banda muerta **BM**, es decir $\Delta f > UM - BM$ [Hz].

3. Chequeo de modo CONTROL BLOCK PENÍNSULA

Las condiciones de paso a este modo son las siguientes:

² La RCP dispone de varias medidas de frecuencia ordenadas por prioridad.

³ Nótese que el desvío de la frecuencia se calcula respecto al valor programado (dictado por la ENTSOE para cada período), y no respecto al valor nominal.

- La medida del desvío de intercambio con Portugal es inválida.
- La condición anterior permanece durante un tiempo superior a un número de ciclos determinado **CBLIM**.

4. Chequeo de modo FROZEN

Las condiciones de paso a este modo son las siguientes:

- La medida del desvío de frecuencia es mayor de **MFF** [mHz].
- La condición anterior permanece durante un tiempo superior a un número de segundos determinado **MFT**.

5. Chequeo de modo NORMAL

Si tras las comprobaciones anteriores se determina que el modo actual no es NULO, FRECUENCIA, CONTROL BLOCK PENÍNSULA o FROZEN, entonces se deduce que el modo actual es NORMAL.

6.3. Suspensión y activación de la RCP

La RCP puede ser activada o suspendida por el operador a través de la pantalla por medio de un punto sensible.

Como se indica en la sección **6.1**, la RCP puede también ser suspendida automáticamente si el tiempo de funcionamiento en modo NULO supera un umbral **NTOLIM**.

Transcurrido un tiempo **OTOLIM** tras la suspensión, la situación de las zonas pasa automáticamente a OFF. La situación de las zonas deberá ser pasada manualmente a ON tras la activación.

7. Algoritmo de la RCP

7.1. Requerimiento total de la regulación peninsular PRR

El requerimiento total de la regulación peninsular se calcula siempre como sigue:

$$PRR = F(CNID_R + ESTIGCC \cdot P_{corr}) - \sum_{i=1}^N \frac{1}{G} \cdot X_i \cdot NID_i \text{ si } |PRR| \geq DBPRR \quad (4a)$$

o bien:

$$PRR = 0 \quad \text{si} \quad |PRR| < DBPRR \quad (4b)$$

donde:

$F(CNID_R)$ = valor filtrado del desvío del intercambio neto de regulación NIDR, compensado en su caso (véase filtro no lineal en sección **7.2**)

$CNID_R$ = $NID_R + ESTIGCC \cdot P_{corr}$

$ESTIGCC$ = estado de participación de España en IGCC (plataforma europea de compensación de desequilibrios; tomará valor 0 en caso de no participar y 1 en caso de que España esté participando en el proceso)

P_{corr} = Potencia de corrección del desvío recibida de la plataforma europea de compensación de desequilibrios *Imbalance Netting*.

G = factor de atenuación del desvío de zona

N = número de zonas de la Regulación Compartida

X_i = 1 si el estado de la zona i es ACTIVO
 0 si el estado de la zona i no es ACTIVO

NID_i = desvío de generación o consumo de la zona i

DBPRR = banda muerta por debajo de la cual se hará $PRR = 0$

El cálculo de intercambio neto de regulación NID_R se realiza como sigue:

$$NID_R = NID_F - NID_P \quad (5)$$

$$NID_R = NID_F \quad \text{si RCP en } \mathbf{MODO CONTROL BLOCK A REGULAR PENÍNSULA} \quad (5b)''$$

Siendo

NID_R = desvío del intercambio neto de regulación

NID_F = desvío del intercambio neto de España con Francia

NID_P = desvío del intercambio neto de España con Portugal

El desvío de intercambio neto con Francia NID_F^4 , se calcula como sigue:

$$NID_F = \sum_{k=1}^M PI_k - NSI_F \quad (6)$$

donde:

NSI_F = intercambio neto programado de la Península Ibérica con Francia (positivo es una compra de España a Francia)

M = número de interconexiones entre España y Francia

PI_k = intercambio neto filtrado por la interconexión k que cruza la frontera entre España y Francia⁵ (la dirección positiva es de Francia hacia España)

El desvío del intercambio neto con Portugal NID_P , se calcula como sigue:

$$NID_P = \sum_{k=1}^M PI_k - NSI_P \quad (7)$$

donde:

NSI_P = intercambio neto programado entre España y Portugal (positivo es una compra de Portugal a España)

M = número de interconexiones entre España y Portugal

PI_k = intercambio neto filtrado por la interconexión k que cruza la frontera entre España y Portugal⁶ (la dirección positiva es de España hacia Portugal)

⁴ El valor absoluto del intercambio neto con Francia NID_F se compara con dos límites (uno mayor que el otro) generando sendas alarmas. A su vez, si dicho desvío permanece por encima de un tercer límite por un tiempo superior a un período preestablecido, se genera una alarma adicional.

⁵ El valor del flujo de potencia por cada interconexión con Francia y Portugal se determina como el mejor entre el valor del flujo en el lado español y el valor del flujo en el lado francés y portugués cambiado de signo. El valor seleccionado se filtra por medio de un filtro de constante de tiempo T previamente a su utilización en el cálculo del NID_F y del NID_P .

$$PI_{\text{FILTRADO}}(t) = PI_{\text{FILTRADO}}(t-1) + \frac{PI - PI_{\text{FILTRADO}}(t-1) \cdot \Delta t}{T + \Delta t}$$

siendo Δt el tiempo transcurrido entre los instantes $t-1$ y t .

7.2. Filtrado del desvío de intercambio neto de regulación compensado CNID_R

El valor de la magnitud CNID_R puede contener perturbaciones, a menudo pequeñas, de carácter aleatorio. La función de la RCP incluye un filtro no lineal cuyo objeto es aprovechar la ventaja que supone el procesar la entrada básica o primaria (en este caso el NID_R) de un sistema de control a través de una lógica de filtrado diseñada para eliminar acciones de control innecesarias y sin efecto práctico y alcanzar, por añadidura, objetivos adicionales tales como la minimización de la integral del desvío compensado con Francia y Portugal (mejor dicho el valor de NID_R), lo cual supone, con una buena aproximación, la minimización del desvío de intercambio inadvertido. La lógica del filtro no lineal reduce la integral de CNID_R sin utilizar control integral.

El funcionamiento del filtro no lineal se resume como sigue:

$$FCNID_R = CNID_R \quad (8 a)$$

si el valor absoluto de CNID_R supera el umbral **NFK₂** o se inhibe el filtrado del desvío de intercambio con objeto de mantener la seguridad del sistema.

Un valor de CNID_R grande debe ser corregido sin mayores consideraciones.

$$FCNID_R = 0 \quad (8 b) \quad \text{cuando el valor absoluto del acumulador A es inferior al umbral } \mathbf{NFK}_1.$$

El acumulador A se calcula como el último valor de CNID_R más el valor de la integral de CNID_R (B⁶) multiplicado por una ganancia **NFK₃**. Un valor pequeño de A implica que tanto el valor del NID_R como el valor de su integral es pequeño, por lo que no precisa acción alguna de control, pudiendo considerarse el FCNID_R nulo.

$$FCNID_R = 0 \quad (8 c) \quad \text{cuando siendo el valor absoluto del acumulador A superior al umbral } \mathbf{NFK}_1, \text{ el signo del CNID}_R \text{ es opuesto al signo de su integral.}$$

En esta situación el propio CNID_R tiende a reducir el valor de la integral, y no se ejerce acción de control alguna, forzando el valor de FCNID_R a cero.

$$FNID_R = CNID_R \cdot \mathbf{NFK}_4 \quad (8 d) \quad \text{cuando el valor absoluto del acumulador A es superior al umbral } \mathbf{NFK}_1 \text{ y el signo del NID}_R \text{ coincide con el de su integral.}$$

La integral de CNID_R tiende a crecer, por lo que se precisa una acción de control que tienda a reducir dicha integral, por lo que al valor de CNID_R se le aplica una ganancia **NFK₄**.

7.3. Cálculo de la contribución requerida a la regulación CRR_i

El cálculo del CRR_i depende de diversos factores:

- modo de la RCP.
- estado de las zonas.
- si se cumplen o no las condiciones del *modo permisivo de regulación*.

Según lo anterior, el valor del CRR_i se calcula de las formas que se detallan a continuación:

1. Para el modo de la RCP NORMAL o FRECUENCIA, los CRR_i se calculan repartiendo el PRR entre los reguladores de zona que están en servicio, es decir, entre aquellos cuyo estado no es OFF ni INACTIVO:

- Si el estado de la zona es ACTIVO:

$$CRR_i = K_i \cdot PRR \quad (9)$$

- Si el estado de la zona es EMERGENCIA:

$$CRR_i = K_i \cdot \left(PRR - \frac{1}{G} \cdot NID_i \right) \quad (10)$$

⁶ El algoritmo determina de forma independiente el valor de la integral de NID_R en las horas punta y en las horas valle, con el fin de corregir el error de energía correspondiente a cada tipo de horas en su período correspondientes.

En ambos casos, K_i es el factor de participación enviado a la zona i , según se detalla en la sección **8.3**.

2. En el modo NORMAL o FRECUENCIA de la RCP una zona puede regular en **modo permisivo**. Las condiciones que se deben dar para que esto se produzca son:

- **El error de control de área de la zona es de signo contrario al error de control de área de la Península.**

El error de área de la zona se calcula suponiendo que el CRR_i está dado por las ecuaciones (9) o (10) según sea el estado de la zona. Así pues:

$$ACE_i = CRR_i + \frac{1}{G} \cdot NID_i - 10 \cdot B_i \cdot \Delta f$$

Para determinar el error de control de área de cada zona, se utiliza el valor del desvío de frecuencia Δf disponible en el regulador maestro.

El error de área global de la península, ACE_R , se calcula como:

$$ACE_R = CNID_R - 10 \cdot B \cdot \Delta f \quad (11)$$

- **El valor absoluto de ACE_R supera un determinado umbral.**

Una vez iniciada la regulación en modo permisivo, se mantiene mientras el valor absoluto del ACE_R sea superior al umbral **UMACE** menos una banda muerta **DBACE**.

Cuando se cumplen ambas condiciones, la acción de control de la zona tendería a incrementar el valor del ACE_R en lugar de a disminuirlo, aun cuando para el conjunto de las zonas la acción total sea correcta y tienda a disminuir dicho error de área global. Cuando el valor del ACE_R es grande, esta forma de actuar no es apropiada, por lo que, para evitarla, el CRR_i de la zona se calcula como:

$$CRR_i = -\frac{1}{G} \cdot NID_i + 10 \cdot B_i \cdot \Delta f \quad (12)$$

Esto equivale a anular el ACE_i , con lo que se anula la acción de control durante el ciclo para la zona i . Sustituyendo en las ecuaciones anteriores:

$$ACE_i = CRR_i + \frac{1}{G} \cdot NID_i - 10 \cdot B_i \cdot \Delta f = -\frac{1}{G} \cdot NID_i + 10 \cdot B_i \cdot \Delta f + \frac{1}{G} \cdot NID_i - 10 \cdot B_i \cdot \Delta f = 0$$

3. En el modo NULO de la RCP los CRR_i de cada zona se mantienen constantes en el último valor válido que tuviese en el modo anterior. Si el modo NULO se mantiene suficiente tiempo como para que la RCP se suspenda automáticamente, los CRR_i dejarán de enviarse a los reguladores de zona.
4. En el modo FROZEN de la RCP todas las zonas de regulación en estado Activo o Emergencia pasan a regular en **modo permisivo**.

En este modo se modifica el valor de la contribución requerida a cada zona, de forma que su Error de Control de Área sea igual a 0 en cada ciclo de ejecución. El CRR_i de cada zona se calcula como:

$$CRR_i = -\frac{1}{G} \cdot NID_i + 10 \cdot B_i \cdot \Delta f \quad (12)$$

8. Supervisión de la Respuesta de una Zona

Con el fin de garantizar que se alcanzan los objetivos de la función RCP, resulta necesario incorporar una lógica que supervise el funcionamiento de cada zona y que determine si cada una de ellas responde razonablemente dentro de las condiciones que la Regulación Compartida atraviesa en cada momento.

Para ello se utiliza una lógica de control de respuesta al principio de la lógica general, para ver si la magnitud de estos valores es consistente con el CRR_i que se les envió en la ejecución anterior de la RCP. La lógica de supervisión de respuesta de zona es la responsable de

determinar si una zona determinada cumple el criterio de emergencia. El estado de cada zona se determina por medio de esta lógica en cada ciclo de ejecución de la RCP.

8.1. Supervisión de la respuesta de potencia en control

- Potencia en control deseada de la zona i

En primer lugar se determina la potencia en control deseada para que la zona i anule su error de control de área. Se calcula como la potencia de generación o consumo en control PGC⁷ del ciclo anterior incrementada por el error de control de área de dicho ciclo:

$$PGCD_i(t) = PGC_i(t-1) + \frac{1}{G} \cdot NID_i(t-1) + CRR_i(t-1) - 10 \cdot B_i \cdot \Delta f_i(t-1) \quad (13)$$

siendo:

PGC _i (t-1)	=	PGC _i recibido de la zona i en el ciclo anterior
NID _i (t-1)	=	NID _i recibido de la zona i en el ciclo anterior
CRR _i (t-1)	=	CRR _i enviado a la zona i en el ciclo anterior
Df _i (t-1)	=	desvío de frecuencia de la zona i en ciclo anterior; si el desvío de frecuencia de dicha zona es inválido se utiliza el valor del desvío del ciclo anterior del regulador maestro

- Respuesta esperada de la zona i

La respuesta esperada de la zona i depende de si ha habido o no cambios en el estado de control de las unidades de la zona incluidas en el cálculo del PGC_i.

- Sin cambios de estado de control de las unidades:

Con el valor de PGCD_i, que como se ve tiene en cuenta el CRR_i que se le envió en el ciclo anterior, se modela la respuesta esperada de cada zona cuyo estado sea ACTIVO o EMERGENCIA. Para ello se utiliza una función simplemente exponencial de primer orden del tipo:

$$SUM1_i = \frac{1}{1 + s \cdot T1_i} \cdot PGCD_i(s)$$

Si no ha habido cambios en las unidades participantes en el cálculo del PGC, se expresa de la forma siguiente:

$$SUM1_i(t) = \alpha_{1i} \cdot PGCD_i(t) + (1 - \alpha_{1i}) \cdot SUM1_i(t-1) \quad (14a)$$

siendo:

SUM1 _i (t)	=	valor esperado de la potencia total de regulación de la zona para el ciclo actual de control
SUM1 _i (t-1)	=	valor esperado de la potencia total de regulación de la zona en el ciclo anterior de control
T1_i	=	constante de tiempo que simula la velocidad de respuesta de la zona i
α_{1i}	=	cociente entre el tiempo del ciclo de ejecución del algoritmo y la constante de tiempo T1 _i

- Con cambios de estado de control de las unidades:

Si ha habido cambios en el estado de control de las unidades de la zona, la respuesta esperada se hará igual a la potencia actual más el error filtrado del ciclo anterior:

⁷ El valor de PGC se recibe de los reguladores de zona, y se calcula a su vez a partir de las medidas de potencia de las unidades y de los estados de regulación enviados desde las zonas de regulación. Se puede elegir entre el valor telemedido o el valor calculado. A su vez existe la opción de que el valor escogido se filtre previamente a su utilización en el algoritmo.

$$SUM1_i(t) = PGC_i(t) + SUM_i(t - 1) \quad (14b)$$

- Error de respuesta de la zona i

Para determinar el error de respuesta se utiliza la siguiente lógica, con vistas a reducir el valor del error al mínimo:

- Si el valor de PGC_i es un valor comprendido entre el valor de $SUM1_i$ y el valor de $PGCD_i$:

$$ERR_i(t) = 0 \quad (15a)$$

- Si el valor de PGC_i es más próximo a $SUM1_i$ que a $PGCD_i$:

$$ERR_i(t) = SUM1_i(t) - PGC_i(t) \quad (15b)$$

- Si el valor de PGC_i es más próximo a $PGCD_i$ que a $SUM1_i$:

$$ERR_i(t) = PGCD_i(t) - PGC_i(t) \quad (15c)$$

- Error de seguimiento retardado de la zona i

El error de respuesta de la zona resultante se pasa a través de un filtro de retardo, y se limita de la forma:

$$SUM_i = \frac{1}{1 + s \cdot T2_i} \cdot ERR_i(s)$$

que expresado de forma discreta:

$$SUM_i(t) = \alpha_{2i} \cdot ERR_i(t) + (1 - \alpha_{2i}) \cdot SUM_i(t - 1) \quad \text{si } |SUM_i(t)| \leq K3 \cdot AT_i \quad (16a)$$

$$SUM_i(t) = K3 \cdot AT_i \cdot \frac{SUM_i(t)}{|SUM_i(t)|} \quad \text{si } |SUM_i(t)| > K3 \cdot AT_i \quad (16b)$$

siendo:

$SUM_i(t)$ = error de seguimiento retardado de la zona para el ciclo actual de control

$SUM_i(t-1)$ = error de seguimiento retardado de la zona en el ciclo anterior de control

$T2_i$ = constante de tiempo de retardo del error de respuesta de la zona i

α_{2i} = cociente entre el tiempo del ciclo de ejecución del algoritmo y la constante de tiempo $T2_i$

$K3$ = constante que limita el error de respuesta retardado de la zona i

AT_i = umbral de mala respuesta de la zona i

El valor absoluto del error retardado SUM_i está por lo tanto limitado a **K3** veces AT_i , con el fin de evitar que crezca de forma indefinida.

El uso de este filtro de retardo permite que un error de seguimiento persista durante un tiempo ajustable, que depende de la magnitud del error, antes de que alcance el umbral de mala respuesta AT_i para la zona. La constante de tiempo **T2_i** y los parámetros involucrados en la determinación del umbral de mala respuesta, deben ajustarse en función de los criterios de buena regulación que se establezcan.

- Cálculo del umbral de mala respuesta de la zona i

El umbral de mala respuesta de la zona AT_i se utiliza para compararlo con el valor absoluto del error retardado SUM_i , tal y como se detalla en la sección **8.2**. El valor de dicho umbral se calcula como:

$$AT_i = K2 \cdot CTBCAP_i \cdot (RESNUP + RESNDW) \quad \text{si } AT_i \geq K4 \quad (17a)$$

$$AT_i = K4 \quad \text{si } AT_i < K4 \quad (17b)$$

siendo:

$RESNUP$ = reserva nominal a subir de la RCP en la hora en curso

RESNDW	=	reserva nominal a bajar de la RCP en la hora en curso
CTBCAP_i	=	capacidad nominal de contribución a la regulación de la zona i en la hora en curso
K2	=	constante para el cálculo de AT _i
K4	=	constante que limita el valor mínimo de AT _i

Para una descripción detallada del significado de RESNUP, RESNDW y de CTBCAP_i véase la sección 8.3.

- Inicialización del error de seguimiento retardado de la zona i en el paso de EMERGENCIA a ACTIVO

El valor del error retardado SUM_i debe inicializarse si la zona entra o sale del estado EMERGENCIA, tal y como se indica a continuación:

$$SUM_i(t) = NPK2 \cdot \frac{SUM_i(t-1)}{|SUM_i(t-1)|} \cdot AT_i = SUM_{0i} \quad (18)$$

siendo:

NPK2	=	constante para la inicialización del error retardado
AT_i	=	umbral de mala respuesta de la zona i
$\frac{SUM_i(t-1)}{ SUM_i(t-1) }$	=	signo de error de retardo en el ciclo anterior

De esta forma si el error ERR_i sigue aumentando la nueva condición de mala respuesta se detecta inmediatamente en el ciclo siguiente, mientras que si disminuye no da lugar a nueva detección.

- Inicialización de las variables de seguimiento de respuesta de la zona i en el paso de OFF o INACTIVO a EMERGENCIA

La salida del estado OFF o INACTIVO de una zona siempre se produce al estado EMERGENCIA, tal y como se describe en la sección 5. Las variables de seguimiento de respuesta se inicializan conforme a lo expuesto a continuación:

PGCD_i El valor de la potencia en control deseada de la zona i se determina según la ecuación (13), estimando mediante las ecuaciones (9), (10) y (12) el valor de CRR_i que la zona hubiese tenido durante el ciclo anterior (incluye la consideración de regulación en modo permisivo).

SUM1_i El valor de la respuesta esperada de la zona i se inicializa al valor de PGCD_i.

ERR_i El error de la respuesta de la zona i, se hace:

$$ERR_i = SUM1_i - PGC_i \quad (19)$$

SUM_i El error retardado de la respuesta de la zona i se iguala al umbral de mala respuesta AT_i con el mismo signo que ERR_i.

8.2. Cálculo de los factores de corrección: paso al estado EMERGENCIA

- Condición de mala respuesta

La participación de cada zona i en la regulación se define en cada hora por medio de la capacidad nominal de contribución a la regulación de la zona CTBCAP_i, como se explica en la sección 8.3. El algoritmo realiza un seguimiento de la respuesta de la zona i determinando el error retardado de respuesta SUM_i, tal y como se ha descrito en la sección 8.1.

Estando la zona en estado ACTIVO, su respuesta no es la adecuada si se cumple la condición de mala respuesta:

$$|SUM_i| > AT_i \quad (20)$$

- Detección de mala respuesta por exceso o por defecto

La mala respuesta es por exceso si la diferencia entre la potencia en control deseada ($PGCD_i$) y la potencia en control (PGC_i) es de sentido contrario al PRR:

$$(PGCD_i - PGC_i) \cdot PRR < 0$$

Dado que el signo de la diferencia ($PGCD_i - PGC_i$) es habitualmente el mismo que el del error ERR_i ó que el del error retardado SUM_i , la condición de respuesta por exceso puede expresarse como:

$$SUM_i \cdot PRR < 0$$

Ahora bien, en condiciones normales ocurre que el PRR es pequeño y puede oscilar alrededor del valor nulo. Esto puede dar lugar a que una mala respuesta en estas situaciones se detecte alternativamente como por defecto o por exceso debido al cambio de signo del PRR, impidiendo en último término el paso de la zona a EMERGENCIA. Para evitar esta situación se define una banda muerta **KD** que permite calcular la variable LPRR, la cual se determina como se indica a continuación:

$$LPRR = PRR \quad (21a) \quad \text{si } |PRR| > KD$$

$$\text{o si } |PRR| \leq KD \text{ y además } LPRR \cdot PRR > 0$$

$$LPRR = 0 \quad (21b) \quad \text{si siendo } |PRR| \leq KD \text{ se cumple } LPRR \cdot PRR \leq 0$$

La condición de mala respuesta por exceso se identifica por tanto si el error retardado SUM_i es de signo contrario al LPRR, es decir, si se cumple la desigualdad:

$$SUM_i \cdot LPRR < 0 \quad (22)$$

- Cálculo del factor de corrección de la zona i

En la situación de mala respuesta de la zona i, se debe proceder a ajustar la participación de dicha zona en la regulación por medio de factores de corrección, de tal manera que la respuesta deseada se aproxime a la respuesta real de la zona. Esto se consigue modificando por medio de los términos $\Delta 1$ y $\Delta 2$ los factores de corrección de zona, cuyo valor nominal es la unidad ($CORFTR_i = 1$):

- Mala respuesta por exceso: Si el estado de la zona i es ACTIVO, y cumple las condiciones de mala respuesta por exceso (20) y (22), dicha situación se rectifica **incrementando** el factor de corrección de la zona i.

$$CORFTR_i = CORFTR_i + \Delta 1 \cdot \frac{|SUM_i|}{AT_i} \quad (23a) \text{ si } CORFTR_i < 1$$

$$CORFTR_i = CORFTR_i + \frac{1}{\Delta 2} \cdot \frac{|SUM_i|}{AT_i} \quad (23b) \text{ si } 1 \leq CORFTR_i \leq 2$$

$$CORFTR_i = 0 \quad (23c) \text{ si } CORFTR_i > 2; \text{ en este caso el estado de la zona i pasa a EMERGENCIA}$$

- Mala respuesta por defecto: Si el estado de la zona i es ACTIVO, cumple la condición de mala respuesta (20), pero no la de respuesta por exceso (22), la situación se corrige **disminuyendo** el factor de corrección de la zona i.

$$CORFTR_i = CORFTR_i \cdot \Delta 2 \cdot \frac{AT_i}{|SUM_i|} \quad (24a) \text{ si } CORFTR_i > 1$$

$$CORFTR_i = CORFTR_i - \Delta 1 \cdot \frac{|SUM_i|}{AT_i} \quad (24b) \text{ si } CORFTR_i \leq 1$$

$$CORFTR_i = 0 \quad (24c) \text{ si } CORFTR_i \leq \Delta 1 \cdot \frac{|SUM_i|}{AT_i}; \text{ en este caso el estado de la zona i pasa a EMERGENCIA}$$

- o Retorno a la buena respuesta: Si el estado de la zona i es EMERGENCIA, y el valor absoluto del error retardado es inferior al umbral de mala respuesta menos una banda muerta ATDB, la zona retorna a estado ACTIVO:

$$CORFTR_i = 1 \quad (25) \text{ si } |SUM_i| \leq AT_i \cdot (1 - ATDB); \text{ el estado de la zona } i \text{ pasa a ACTIVO}$$

La inicialización del error retardado se hace según la ecuación:

$$SUM_i(t) = NPK2 \cdot \frac{SUM_i(t-1)}{|SUM_i(t-1)|} \cdot AT_i = SUM_{0i} \quad (18)$$

Debe hacerse notar que el hecho de que en un momento dado el factor de corrección no sea la unidad no presupone necesariamente una falta de reserva en dicha zona. Este hecho puede ser debido simplemente a que la respuesta de una zona sea sensiblemente distinta que la esperada. El ajuste de los factores de corrección juega en este caso un papel corrector que debe proporcionar estabilidad al sistema, exigiendo una contribución transitoria mayor de aquellas zonas que se revelan capaces de suministrarla. De todas formas, una vez pasado el transitorio, los factores de corrección deben volver a tomar los valores representativos de la contribución en reserva de las zonas por lo que únicamente la reducción prolongada de dichos factores será indicativa de esta condición.

En resumen: Los factores de corrección son siempre números reales positivos. La lógica de control de respuesta modifica estos valores en la forma que se ha indicado anteriormente cuando se detecta mala respuesta, disminuyéndolos o aumentándolos.

8.3. Cálculo de los factores de participación

- Capacidad nominal de contribución a la regulación de la zona i (CTBCAP _{i})

La distribución entre las zonas de regulación de la reserva del pool a subir (RESNUP) y a bajar (RESNDW) es consecuencia del proceso ofertas de regulación secundaria. Una vez conocidas dichas ofertas se determinan las capacidades nominales de contribución de dichas zonas a la RCP en p.u. para la hora en cuestión según la siguiente expresión:

$$CTBCAP_i = \frac{RESUP_i}{RESNUP} = \frac{RESDW_i}{RESNDW} \quad (26)$$

siendo

CTBCAP _{i}	=	capacidad nominal de contribución a la regulación de la zona i en la hora en curso
RESUP _{i}	=	reserva nominal a subir de la zona i en la hora en curso
RESDW _{i}	=	reserva nominal a bajar de la zona i en la hora en curso
RESNUP	=	reserva nominal a subir de la RCP en la hora en curso
RESNDW	=	reserva nominal a bajar de la RCP en la hora en curso

Dado que la suma de reservas de cada zona es igual a la reserva total de la RCP se cumple:

$$\sum_{i=1}^N CTBCAP_i = 1 \quad (27)$$

siendo

N = número total de zonas de la RCP

El proceso de determinación de los valores RESNUP, RESDWN y CTBCAP _{i} es externo al algoritmo. Se trata por tanto de datos de entrada a la RCP, que se cargan bien de forma automática, o bien manualmente por el operador. En cualquier caso, la RCP verifica que se cumple la condición definida en la ecuación anterior (27).

- Factor de participación en la regulación de la zona i (K_i)

La RCP reparte el requerimiento total de la regulación peninsular (PRR) entre las zonas que participan en la regulación (aquellas cuyo estado es ACTIVO o EMERGENCIA) atendiendo a los factores de participación en la regulación, según se define en las ecuaciones (9) y (10). Los factores de participación no normalizados se determinan en p.u. como:

$$K'_i = CTBCAP_i \cdot CORFTR_i \quad (28)$$

siendo

- K'_i = factor de participación no normalizado
- $CTBCAP_i$ = capacidad nominal de contribución a la regulación; es un dato de entrada propio de cada zona y de cada hora
- $CORFTR_i$ = factor de corrección de la zona i ; es calculado en función de la respuesta de la zona tal y como se describe en la sección 8.2.

Los factores de participación se normalizan para su utilización en el algoritmo de la RCP de acuerdo con los siguientes principios:

- o La suma de los factores de participación de las zonas en estado ACTIVO debe ser 1 (siempre que además estén respondiendo correctamente).
- o La suma total de los factores de participación de todas las zonas con capacidad de regulación (ACTIVO o EMERGENCIA) no debe superar un valor máximo K_{MAX} .

Para normalizar los factores de participación se determina el término BETA, correspondiente a la suma de los factores de participación no normalizados de las zonas en estado ACTIVO:

$$BETA = \sum_{i=1}^N CTBCAP_i \cdot CORFTR_i = \sum_{i=1}^N K'_i \quad (29)$$

siendo

N = número de zonas en estado ACTIVO

Los factores de participación normalizados se calculan por lo tanto conforme a la ecuación:

$$K_i = \frac{CTBCAP_i}{BETA + CTBCAP_i \cdot (1 - CORFTR_i)} \quad (30)$$

Nótese que, si las zonas en estado ACTIVO responden correctamente, es decir todos sus $CORFTR_i$ son 1, y sustituyendo la ecuación (29) en (30), queda:

$$K_i = \frac{CTBCAP_i}{\sum_{i=1}^N CTBCAP_i \cdot CORFTR_i + CTBCAP_i \cdot (1 - CORFTR_i)} = \frac{CTBCAP_i}{\sum_{i=1}^N CTBCAP_i}$$

siendo

N = número de zonas en estado ACTIVO

Se verifica por lo tanto que los factores normalizados de las zonas en estado ACTIVO suman 1.

Por el contrario, para las zonas en estado EMERGENCIA, donde el valor de $CORFTR_i$ es 0, la ecuación (30) queda como:

$$K_i = \frac{CTBCAP_i}{BETA + CTBCAP_i}$$

Se comprueba por lo tanto que la existencia de zonas en estado EMERGENCIA provocan que la suma total de los factores de participación normalizados sea superior a la unidad. Para evitar un exceso de regulación, si la suma total de los factores de participación fuese superior a K_{MAX} , los factores de participación de las zonas en EMERGENCIA se determinarían como:

$$K_{LIMITADO_i} = (K_{MAX} - \sum_{j=1}^N K_j) \cdot \frac{K_i}{\sum_{k=1}^M K_k} \quad (31)$$

siendo

- $K_{LIMITADO_i}$ = factor de participación normalizado limitado de la zona i
- K_i = factor de participación sin limitar de la zona i
- K_j = factores de participación de las zonas en estado ACTIVO
- N = número de zonas en estado ACTIVO

K_k = factores de participación sin limitar de las zonas en estado EMERGENCIA

En resumen, los factores de participación normalizados reflejan la fracción real en p.u. de la capacidad de contribución nominal que la zona está poniendo efectivamente a disposición de la Regulación Compartida.

9. Entradas y Salidas a la RCP

9.1. Entradas

Los siguientes valores deben ser introducidos por el operador a través de pantalla:

- Situación de cada zona (ON / OFF / OFF REE /PRUEBAS).
- Situación de “en antena hacia Francia” de cada una de las líneas.

Los siguientes valores se cargan de forma automática, aunque pueden ser introducidos por el operador a través de pantalla:

- Capacidad de contribución nominal CTBCAP, en p.u., para cada zona y para cada hora.
- Programa de generación o consumo NSI para cada zona y para cada hora⁸.
- Programas de intercambio internacional NSI F, NSI P y NSI M para cada hora.
- Reserva nominal a subir total asignada a la RCP para cada hora RESNUP.
- Reserva nominal a bajar total asignada a la RCP para cada hora RESNDW.

Son constantes del algoritmo modificables por pantalla:

- Constante de tiempo T_{1i} de respuesta para cada zona.
- Constante “Bias” B de frecuencia de la RCP.
- Límites de alarma en estas interconexiones y sus correspondientes bandas muertas.
- Corrección al error de área por potencia excesiva en la interconexión.

Los siguientes parámetros son modificables a través de pantalla, pero requiriendo la intervención de personal especializado:

- Incremento y decremento de los factores de corrección $\Delta 1$ y $\Delta 2$.
- Parámetros para realizar el cálculo el umbral de alarma para el control de respuesta de cada zona ATLIM (K2, K3 y K4).
- Parámetros utilizados en la lógica de control de respuesta para el ajuste de los factores de corrección y detección de mala respuesta (constante para el filtrado del error T2i, umbral para el cálculo del LPRR KDPRR, etc.).
- Parámetros utilizados en el filtro no lineal de NIDR (NFK1, NFK2, NFK3 y NFK4).
- Umbrales y bandas muertas utilizados en las diferentes fases de la lógica (UM, BM, UMACE, DBACE, etc.).
- Los siguientes valores se toman de la base de datos de tiempo real (SCADA):
 - Estado de activación del AGC de cada zona.
 - NID de cada zona, señal filtrada a un valor que no supere NIDLIM.
 - NSI de cada zona.
 - PGC de cada zona.

⁸ Programa disponible en SIOS. Se compara con el enviado por el regulador de zona, pudiendo pasar ésta a INACTIVO tal y como se describe en la sección 5.

- LIMSUP y LIMINF de cada zona.
- Estado de los interruptores de las interconexiones con Francia, Portugal y Marruecos⁹.
- Potencia de las interconexiones con Francia, Portugal y Marruecos¹⁰.
- Estado de control de las unidades con posibilidad de regular.
- Potencia individual de cada unidad.

9.2. Salidas

La salida primaria de la RCP la constituyen:

- El requisito de contribución a la regulación, CRR, para cada zona.
- Los factores de participación normalizados, K_i , de cada zona.
- La constante de Bías de frecuencia (B_i), así como el término de corrección de frecuencia ($B_i \times \Delta f$), calculado por el OS para cada zona.

Además, se dispone de un sumario de alarmas propio de la RCP, donde se registran las siguientes alarmas y sucesos:

- Toda entrada manual a través de pantalla.
- Cambio en el estado de la Regulación Compartida.
- Cambio en el estado de conexión con Francia y Portugal.
- Cambio en el estado de una zona.
- Excesivo intercambio con Francia y Portugal.
- Excesivo flujo en una interconexión con Francia y Portugal.
- Ausencia de zonas activas.
- Desvío del intercambio con Francia y Portugal inválidos.
- Desvío del intercambio en una zona inválida.

Así como todas las demás que se estimen necesarias para el análisis del comportamiento de la RCP y de cada zona en particular.

10. Parámetros utilizados en la regulación compartida

A continuación se describen los parámetros que intervienen en la función de la Regulación Compartida, junto con los valores que deben tener en cada momento, tanto en el CECOEL como en el sistema de respaldo.

Se entiende por parámetros de la RCP las magnitudes que pueden ser introducidas manualmente por el operador, a diferencia de otras variables de la RCP cuyo valor proviene de telemidas o se calcula durante la ejecución del programa.

En relación con los valores de dichos parámetros, esta sección debe recoger en cada momento los valores oficiales de los mismos. Por tanto, cualquier modificación del valor de alguno de ellos debe traducirse en una actualización de este apartado, contemplando para ello la posibilidad de publicar a través de la Web privada de eSIOS la tabla completa de parámetros.

En cuanto a los valores con actualizaciones periódicas, se indica exclusivamente la periodicidad de su actualización, siendo otro documento u organismo los encargados de su actualización.

Los parámetros utilizados en la Regulación Compartida se pueden clasificar en los siguientes grupos:

- Parámetros generales.

⁹ Los estados incorrectos han de ser sustituidos de forma manual por el operador.

¹⁰ Las medidas de las interconexiones incorrectas han de ser sustituidas de forma manual por el operador.

- Parámetros de modos de funcionamiento.
- Parámetros para cálculo del requerimiento total.
- Parámetros para el filtrado del desvío de intercambio neto de regulación.
- Parámetros para la supervisión de respuesta de las zonas de regulación.

NOMBRE	DESCRIPCIÓN	VALOR
Parámetros generales		
B	Constante de BIAS de España (MW/Hz)	Anualmente es indicado por ENTSOE
G	Factor de atenuación del desvío de zona	5
$\Delta 1$	Constante de decremento de los factores de corrección	0,13
$\Delta 2$	Constante de incremento de los factores de corrección	0,89
NIDLIM	Valor máximo admitido del desvío de programa de la zona de regulación	+/- 3000 MW
Modos de funcionamiento		
CBLIM	Ciclos para paso a modo Control Block Península	30 ciclos
NTOLIM	Tiempo muerto hasta paso a modo Suspendido	600 segundos
OTOLIM	Tiempo muerto hasta paso a OFF	160 s
MFF	Desvío de frecuencia para paso a modo Frozen	200 mHz
MFT	Segundos para paso a modo Frozen	60 segundos
UM	Umbral de desvío de frecuencia para paso a modo Frecuencia	200 mHz
BM	Banda muerta del umbral de desvío de frecuencia para paso a modo Frecuencia	50 mHz
Requerimiento total de la regulación peninsular		
DBPRR	Banda muerta del umbral para el cálculo del PRR	0 MW
UMACE	Umbral del error de área para modo permisivo	100 MW
DBACE	Banda muerta del umbral del error de área para modo permisivo	25 MW
Filtrado del desvío de intercambio neto de regulación NIDR		
NFK ₁	Filtro no lineal del NID _R : umbral del acumulador	5
NFK ₂	Filtro no lineal del NID _R : umbral del NID _R	60
NFK ₃	Filtro no lineal del NID _R : ganancia de la integral de NID _R	0,05
NFK ₄	Filtro no lineal del NID _R : ganancia del NID _R	1
Supervisión de respuesta de las zonas de regulación		
T1i	Constante de filtrado de respuesta de zona	100
T2i	Constante de filtrado de error de seguimiento	13,3
K2	Constante para el cálculo del umbral de mala respuesta	7 %
K3	Constante para limitar el valor del error retardado de zona	2
K4	Valor mínimo del umbral de mala respuesta	1
ATDB	Banda muerta del umbral de mala respuesta	10 %
NPK2	Constante para la inicialización del error retardado	1
KD	Umbral del PRR para el cálculo del LPRR	25 MW

KMAX	Máximo de la suma de los factores de participación de las zonas	3
T	Constante de tiempo de filtrado de flujo de potencia activa por interconexión con Francia	13,3 s

ANEXO III. Aplicación del proceso europeo de compensación de desequilibrios en el sistema eléctrico peninsular español

1. Introducción

En este anexo se describe la aplicación en el sistema eléctrico peninsular español del proceso europeo de compensación de desequilibrios (proceso *Imbalance Netting*, IN por sus siglas en inglés), conforme a lo contemplado en el Reglamento (UE) 2017/1485 de la Comisión, de 2 de agosto de 2017, por el que se establece una Directriz sobre la gestión de la red de transporte de electricidad (SOGL) y 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 (Reglamento eB).

2. Participación del sistema eléctrico peninsular español en el proceso europeo de compensación de desequilibrios

Conforme al artículo 22 de la EBGL, la participación del sistema eléctrico peninsular español en el proceso europeo de compensación de desequilibrios (IN, por sus siglas en inglés) se realizará mediante la utilización de una plataforma europea gestionada por los operadores del sistema, conforme a lo establecido por la EBGL.

La participación del OS en el proceso europeo de compensación de desequilibrios se realizará conforme a lo previsto en el “*Marco de Aplicación para la plataforma europea de compensación de desequilibrios (All TSOs’ proposal for the implementation framework for a European platform for the imbalance netting process in accordance with Article 22 of Commission Regulation (EU) 2017/2195 of 23 November 2017 establishing a guideline on electricity balancing (INIF))*”, presentado por los TSOs europeos con fecha 18 de junio de 2018, para su aprobación por las NRAs europeas, de acuerdo con lo establecido en el artículo 5.2(a) del Reglamento EB.

3. Proceso europeo de compensación de desvíos

El proceso de compensación de desvíos entre bloques de control frecuencia-potencia permite la compensación de las necesidades de energía de balance procedente de reservas de recuperación de la frecuencia con activación automática (aFRR, por sus siglas en inglés, equivalente a la denominada regulación secundaria en el sistema español) del bloque de control correspondiente al sistema eléctrico peninsular español con las necesidades opuestas del resto de los bloques de control frecuencia-potencia europeos y participantes en el proceso, con carácter previo a la activación de las energías de balance de tipo aFRR en el sistema eléctrico peninsular español.

Este proceso de compensación se realiza en tiempo real, con respeto de la capacidad de intercambio disponible en las interconexiones internacionales.

4. Intercambios de información asociados a la aplicación del proceso europeo de compensación de desequilibrios

4.1. Capacidad de intercambio disponible en las interconexiones internacionales (ATC)

Conforme a lo establecido en el artículo 4 del INIF, el operador del sistema eléctrico español comunicará a la plataforma europea de IN cualquier posible actualización del valor de la capacidad de intercambio disponible en las interconexiones internacionales con Francia y Portugal, al objeto de que esta información pueda ser tenida en cuenta en el proceso de compensación llevado a cabo por la plataforma europea de IN.

4.2. Límites para la compensación de desequilibrios en el proceso IN

Conforme a lo establecido en el artículo 4 del INIF, el operador del sistema eléctrico español pondrá a disposición de la plataforma europea de IN los valores de los límites máximos de intercambio de energía para la compensación de desequilibrios, tanto globalmente para el sistema eléctrico peninsular español, como para cada una de las interconexiones participantes en la plataforma, y para cada sentido de flujo de la interconexión.

En cada interconexión participante, el valor máximo de la compensación de desequilibrios en cada sentido de flujo corresponderá al valor de la capacidad de intercambio disponible en la interconexión en ese mismo sentido de flujo (ATC), pudiendo establecerse límites adicionales en las interconexiones, de carácter más restrictivo, por motivos de seguridad de los sistemas eléctricos interconectados.

4.3. Necesidades de balance del sistema eléctrico español comunicadas a la plataforma de IN

Conforme a lo establecido en el artículo 3.4 del INIF, el operador del sistema eléctrico español pondrá en tiempo real a disposición de la plataforma europea de IN las necesidades de regulación secundaria (aFRR) del bloque de control correspondiente al sistema eléctrico peninsular español, al objeto de su posible compensación, parcial o total, en la plataforma de IN. Dichas necesidades se corresponderán con el error de control de área en lazo abierto del bloque de control frecuencia – potencia correspondiente al sistema eléctrico peninsular español.

4.4. Resultados de la compensación de desequilibrios en la plataforma europea de IN

La plataforma europea de IN comunicará al OS la señal de corrección que será incorporada en tiempo real al lazo de control de la regulación secundaria en el sistema eléctrico peninsular español, resultante del proceso de compensación de la plataforma de IN, conforme se establece en el artículo 3.6 del INIF.

5. Liquidación de los intercambios de energía resultantes de la compensación de desequilibrios en la plataforma europea de IN

Los intercambios transfronterizos de energías de balance entre operadores de sistemas eléctricos establecidos como resultado de la aplicación del proceso IN, serán valorados al precio medio ponderado de los denominados precios de oportunidad a subir y a bajar declarados por los operadores del sistema participantes en la plataforma europea de IN.

El precio de oportunidad a subir y a bajar del bloque de control declarado por el sistema eléctrico peninsular español será el correspondiente al precio marginal de activación de la energía de regulación secundaria a subir y bajar, respectivamente.

La liquidación de los intercambios transfronterizos de energías de balance para el sistema eléctrico peninsular español en el marco de aplicación del proceso IN, se anotará en la cuenta del operador del sistema.

El saldo económico mensual resultante de la liquidación de los intercambios transfronterizos de energías de balance para el sistema eléctrico peninsular español establecido mediante la aplicación del proceso IN será liquidado entre el operador del sistema y la entidad de liquidación que actuará como contraparte para la liquidación de los TSOs.

P.O. 7.3. Regulación terciaria

1. Objeto.

El objeto de este procedimiento es reglamentar el funcionamiento del servicio de balance de regulación terciaria del sistema eléctrico peninsular español. En el mismo se establecen los criterios relativos a los siguientes aspectos:

- Requerimientos de reserva de regulación terciaria
- Presentación de ofertas de energía de regulación terciaria
- Asignación de la prestación.
- Control y medida de la prestación.
- Criterios de liquidación económica del servicio.

2. Ámbito de aplicación.

Este procedimiento aplica al operador del sistema eléctrico español (OS), a los proveedores de servicios de balance (Balancing Service Providers (BSPs), por sus siglas en inglés) habilitados por el OS conforme a lo establecido en la normativa de aplicación vigente, y a los sujetos de liquidación responsables del balance (Balancing Responsible Parties (BRPs), por sus siglas en inglés) del sistema eléctrico peninsular español.

3. 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.

- Servicio de regulación terciaria: La regulación terciaria es uno de los servicios de balance de activación de reservas de potencia activa que tiene por objeto mantener la frecuencia y el equilibrio generación-demanda del sistema. Este servicio, de activación manual en un tiempo igual o inferior a 15 minutos, es gestionado por el OS mediante mecanismos del mercado y permite la restitución del uso de reserva automática de regulación secundaria.
- Oferta de regulación terciaria: A los efectos de la prestación de este servicio de balance, se define la oferta de regulación terciaria como la variación máxima de potencia a subir o a bajar que, en el momento de presentar dicha oferta, y teniendo en cuenta las condiciones previstas en sus instalaciones, y en su caso, de su fuente de energía primaria, puede ofrecer una unidad de programación en un tiempo máximo de 15 minutos, y que puede ser mantenida, al menos, durante dos horas consecutivas.
- Reserva de regulación terciaria del sistema eléctrico peninsular español: A nivel del sistema eléctrico peninsular español, se considera como reserva total de regulación terciaria el conjunto de las ofertas de regulación terciaria de las unidades de programación de los proveedores del servicio de regulación terciaria en el sistema eléctrico peninsular español.

4. Proveedores del servicio.

Podrán participar en este servicio complementario todas aquellas unidades de programación conectadas al sistema eléctrico peninsular español que cumplan los requisitos recogidos en el artículo 9 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.

Para la aceptación de ofertas y consideración a todos los efectos de la participación en el servicio complementario de regulación terciaria de una unidad de programación, el participante en el mercado proveedor del servicio deberá contar con la autorización expresa del OS.

El OS verificará la capacidad técnica y operativa de las unidades de programación habilitadas para la prestación del servicio de regulación terciaria mediante la comprobación de los perfiles de respuesta en potencia para cada período de suministro. Dicha comprobación tendrá en cuenta el tiempo de activación del producto de balance gestionado en el mercado de regulación terciaria y el periodo de entrega en el sistema eléctrico peninsular español, y la desviación de la potencia neta suministrada por la unidad de programación con respecto a su potencia neta programada en el mercado de regulación terciaria. Mediante este seguimiento de la prestación del servicio, el OS reevaluará de forma continua la calificación de las unidades de programación como proveedoras del servicio de regulación terciaria, conforme a lo recogido en el apartado 6 del artículo 159 del Reglamento (UE) 2017/1485 de la Comisión, dando así cumplimiento al proceso de reevaluación que debe ser realizado como mínimo una vez cada 5 años.

Si el OS detectara un incumplimiento reiterado de los requisitos exigidos y/o una inadecuada calidad del servicio prestado que pusiera de manifiesto la falta de capacidad técnica de la unidad de programación para la prestación del servicio y/o la no remisión de la información de cambios o modificaciones que pudieran afectar a la prestación del servicio, informará de forma detallada al titular de la unidad de programación y a la CNMC, concediendo un plazo para introducir las mejoras necesarias. Si pasado el plazo no se introdujeran las mejoras indicadas, el OS podrá retirar la habilitación para la

prestación del servicio previamente concedida, hasta que se constate el cumplimiento del requerimiento del OS.

5. Requerimientos de reserva de regulación terciaria previstos para el día siguiente.

El OS establecerá el valor de la reserva de regulación terciaria mínima necesaria en el sistema para cada período de programación del día siguiente, conforme al procedimiento de operación por el que se establece la reserva para la regulación frecuencia-potencia.

Los requerimientos de reserva de regulación terciaria serán publicados para el día siguiente antes de la hora límite establecida en el procedimiento de operación por el que se establece el proceso de programación.

En caso de que se detectase que la reserva de regulación terciaria en los diferentes programas dentro del proceso de programación del sistema no permite cubrir los requerimientos necesarios, el OS podrá solicitar, en aplicación del procedimiento de restricciones técnicas, el acoplamiento de grupos térmicos adicionales, para permitir disponer de la reserva de regulación terciaria requerida en el sistema eléctrico peninsular español.

6. Presentación de ofertas de regulación terciaria.

Los proveedores del servicio de regulación terciaria deberán poner a disposición del OS la información relativa a la reserva de regulación terciaria correspondiente a sus unidades de programación habilitadas, tanto a subir como a bajar, mediante la presentación de ofertas de reserva de regulación terciaria a subir y/o a bajar, dentro de los plazos de tiempo fijados en el procedimiento de operación por el que se establece el proceso de programación.

Así, todas las unidades de programación proveedoras de este servicio presentarán cada día, la oferta de toda su reserva de regulación terciaria, tanto a subir como a bajar, para cada uno de los períodos de programación del día siguiente.

La reserva de regulación terciaria ofertada deberá ser coherente con la información estructural de la unidad de programación previamente comunicada al OS, así como con la situación particular de las unidades de programación a lo largo del proceso de programación.

Las ofertas de regulación terciaria deberán ser actualizadas de forma continua siempre que se produzcan modificaciones en el proceso de la programación que afecten al volumen ofrecido de reserva de regulación terciaria de las unidades de programación proveedoras de este servicio, y en particular, cuando existan indisponibilidades que afecten a la reserva de regulación terciaria de una unidad de programación.

El período para la actualización de las ofertas de regulación terciaria correspondientes a cada período de programación finalizará 25 minutos antes del inicio del horizonte de programación inmediato siguiente, salvo en aquellos casos en los que el OS comunique, a través del sistema de información del OS, una prolongación del periodo para la actualización de estas ofertas.

Las unidades de programación proveedoras de este servicio ofertarán, para cada período de programación, su reserva de regulación terciaria, tanto a subir como a bajar, en MW, y el precio de la energía correspondiente, en €/MWh. Las ofertas de regulación terciaria tienen un carácter completamente divisible.

Asimismo, las ofertas de regulación terciaria deberán respetar los límites técnicos de precios establecidos en los mensajes de envío de ofertas que forman parte de la documentación técnica de intercambio de información PM-OS.

En el anexo I de este procedimiento de operación se resumen los principales criterios de validación de ofertas que son aplicados en las distintas fases del proceso de asignación.

7. Asignación de ofertas de regulación terciaria.

Con una antelación de 15 minutos respecto al inicio de la hora de programación, el OS, efectuará cuando el sistema eléctrico así lo requiera, una primera asignación (activación programada) de ofertas de regulación terciaria para la hora siguiente. Esta asignación podrá ser actualizada con posterioridad, en cualquier momento, hasta el final del periodo de programación (activación directa).

El OS realizará la asignación de ofertas para la prestación del servicio de regulación terciaria aplicando criterios de mínimo coste, teniendo en cuenta las ofertas existentes en el momento de proceder a su asignación. El algoritmo de regulación terciaria realizará el correspondiente control en el proceso de asignación al objeto de que las asignaciones de regulación terciaria respeten las limitaciones establecidas por seguridad del sistema.

La asignación de una oferta de reserva de regulación terciaria en un instante determinado y mantenida durante un cierto período de tiempo equivale a la aplicación de un redespacho de energía sobre el programa de energía previo de dicha unidad de programación. Este redespacho es calculado en base al producto de la variación de potencia asociada a la oferta de regulación terciaria asignada por el tiempo en el que se mantiene dicha asignación.

La energía de regulación terciaria asignada será valorada al precio marginal resultante del proceso de asignación en cada período de programación, para cada sentido de asignación (subir/bajar).

En el caso de que se asigne a una unidad de programación una oferta de regulación terciaria en un sentido, en el caso de que posteriormente, dentro de la misma hora, se presente la necesidad de asignar reserva de regulación terciaria en sentido opuesto, se asignará esta última mediante la reducción, en primer lugar, de las asignaciones que se hubieran efectuado con anterioridad en sentido contrario, sin afectar al precio marginal de la reserva de regulación terciaria en este nuevo sentido, siempre que dicha desasignación parcial o total sea suficiente.

La valoración económica de asignaciones de regulación terciaria a subir y a bajar será únicamente por la energía efectivamente solicitada en el intervalo de tiempo en el que se ha mantenido la asignación.

Las unidades de programación habilitadas para la provisión del servicio de regulación terciaria modificarán su programa de energía en caso de resultar asignadas en el proceso de asignación de regulación terciaria.

En el anexo II de este procedimiento se resumen las principales características del algoritmo utilizado para la asignación de las ofertas de regulación terciaria.

8. Mecanismo excepcional de asignación.

En los casos en los que, por razones de emergencia, ausencia de ofertas por fuerza mayor, o de otra índole no prevista o controlable, no sea posible la asignación de ofertas de regulación terciaria, el OS podrá adoptar las decisiones de programación que considere más oportunas, en relación con la utilización de la reserva de regulación terciaria disponible en el sistema, justificando posteriormente sus actuaciones ante los participantes del mercado afectados y ante la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, sin perjuicio de la retribución a la que hubiera lugar por la citada prestación del servicio y por las modificaciones de los programas de las unidades de programación que fuesen necesarias.

9. Control del cumplimiento del servicio de regulación terciaria en tiempo real

El OS comprobará el cumplimiento de la regulación terciaria asignada mediante las telemidas de potencia activa registradas en su sistema de control de energía en tiempo real, verificándose la idoneidad de las respuestas de la unidad de programación, tanto en términos de variación de la potencia (escalón de potencia), como del cumplimiento del tiempo máximo (15 minutos) en el que dicha modificación de potencia debe tener lugar.

10. Liquidación de la provisión del servicio

El tratamiento económico del servicio de regulación terciaria está definido en el procedimiento de operación por el que se establecen los derechos de cobro y obligaciones de pago.

10.1 Liquidación de las asignaciones de regulación terciaria

La energía de regulación terciaria será valorada al precio marginal de las ofertas de regulación terciaria asignadas en cada período de programación, distinguiendo la reserva a subir de la reserva a bajar, y siendo calculado dicho precio marginal de acuerdo con el mecanismo especificado en el anexo II de este procedimiento de operación.

Las asignaciones de regulación terciaria que, en su caso, pueda aplicar el OS por mecanismo excepcional de asignación serán valoradas conforme a los siguientes criterios:

- Asignaciones de terciaria por mecanismo excepcional de asignación a subir:
 - 1,15 veces el precio marginal horario resultante de la asignación de regulación terciaria a subir en dicho periodo horario, si el precio resultante de asignación de terciaria a subir es mayor o igual que cero
 - 0,85 veces el precio marginal horario resultante de la asignación de regulación terciaria a subir en dicho periodo horario, si el precio resultante de asignación de terciaria a subir es menor que cero.
 - En caso de no existir asignación de terciaria a subir en el periodo horario:
 - 1,15 veces el precio horario del mercado diario del mismo periodo de programación, si dicho precio es mayor o igual a 0.
 - 1,15 veces el valor medio aritmético del precio resultante del mercado diario en el mes inmediato anterior en el periodo horario correspondiente, si el precio marginal horario del mercado diario en dicho periodo de programación es menor que 0.
- Asignaciones de terciaria por mecanismo excepcional de asignación a bajar:
 - 0,85 veces el precio marginal horario resultante de la asignación de regulación terciaria a bajar en dicho periodo horario, si el precio resultante de asignación de terciaria a bajar es mayor o igual que cero
 - 1,15 veces el precio marginal horario resultante de la asignación de regulación terciaria a bajar en dicho periodo horario, si el precio resultante de asignación de terciaria a bajar es menor que cero.
 - En caso de no existir asignación de terciaria a bajar en el periodo horario:
 - 0,85 veces el precio horario del mercado diario del mismo periodo de programación, si dicho precio es mayor o igual a 0.

- 1,15 veces el precio horario del mercado diario del mismo periodo de programación, si dicho precio es inferior a 0.

Este mismo criterio de liquidación excepcional será aplicable a aquella reserva de regulación terciaria que, a pesar de la obligatoriedad de la presentación de dicha oferta, no haya sido ofertada y para la que el OS haya requerido la utilización de la correspondiente reserva de regulación terciaria.

10.2 Revisión del cumplimiento efectivo del servicio

Se revisarán las asignaciones de este servicio para verificar el cumplimiento efectivo del mismo. En concreto, se verificará el cumplimiento del valor del saldo neto de las asignaciones de energías de balance procedentes de reserva de sustitución (RR, por sus siglas en inglés) y regulación terciaria por zona de regulación o para cada conjunto de unidades de programación del mismo sujeto de liquidación responsable del balance.

El cálculo de los derechos de cobro y de las obligaciones de pago está definido en el procedimiento de operación por el que se establecen los derechos de cobro y las obligaciones de pago.

ANEXO I

Criterios de validación de las ofertas de reserva de regulación terciaria.

La participación en el servicio de regulación terciaria por parte de los proveedores del servicio se llevará a cabo a través del envío de bloques de ofertas (volumen ofertado, precio y sentido subir/bajar) para distintos períodos de programación, entendiéndose, como oferta de regulación terciaria, el conjunto de bloques ofertados de una unidad de programación para un mismo período de programación.

Las ofertas presentadas por los participantes del mercado mediante sus unidades de programación para la prestación del servicio complementario de regulación terciaria serán sometidas a los siguientes criterios de validación:

1. Validaciones aplicadas a las ofertas de regulación terciaria en el momento de recepción.
 - La oferta deberá ser enviada por el participante del mercado y proveedor del servicio de regulación terciaria asociado a la unidad de programación a la que corresponde la oferta.
 - Sólo se admitirá una oferta por unidad de programación y periodo para cada fecha de convocatoria. De esta forma, si para una misma fecha de convocatoria y periodo se envía más de una vez una oferta para una misma unidad de programación, la última información sustituirá a la anterior.
 - 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.
 - Solo se admitirán como válidas las ofertas con fecha y período de programación igual o superior al siguiente período de programación en curso.

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

2. Comprobaciones previas a la asignación de las ofertas.

Estas comprobaciones se efectúan al establecer las escaleras de ofertas de regulación terciaria a subir y a bajar, y siempre antes de la asignación de ofertas, al requerir la consideración de informaciones tales como limitaciones de programa por seguridad e indisponibilidades de unidades de producción, que pueden haberse visto modificadas desde el momento en el que se validaron las ofertas en el momento de su recepción.

Las comprobaciones que se realizan antes de la asignación de las ofertas son las siguientes:

- La oferta de terciaria no viola ninguno de los límites por seguridad establecidos sobre las unidades de programación.
- La oferta de terciaria respeta las comunicaciones de indisponibilidad de las unidades de programación.
- Validación de que la oferta de terciaria respeta los límites de potencia máxima o de potencia contratada de las unidades de programación proveedoras del servicio.
- La oferta a bajar de unidades de programación de entregas de energía debe ser igual o inferior a su programa de generación, mientras que la oferta a subir de las unidades de programación para la toma de energía, debe ser inferior o igual que su programa de adquisición.

Cuando un bloque de oferta viole alguno de estos límites, el bloque será truncado hasta el punto en que deje de violar el límite.

En este mercado, al poder efectuarse asignaciones de duración inferior a un período de programación, al aplicar la validación se tiene en cuenta el perfil de potencia de la unidad de programación.

ANEXO II

Algoritmo de asignación de ofertas de regulación terciaria

1. Características del algoritmo de asignación.

Las características principales de este algoritmo de asignación de ofertas son las siguientes:

- El algoritmo realiza la asignación de ofertas de regulación terciaria de potencia (MW), no de energía.
- El proceso de asignación abarca un único y determinado período de programación.
- El algoritmo realiza asignaciones de duración igual o inferior a un período de programación.
- En caso de asignaciones de duración inferiores al periodo de programación, el horizonte de asignación abarca el período comprendido entre los minutos de inicio y final de la asignación establecidos por el OS, o bien, hasta el final del período de programación en cuestión, en el caso de que el OS no establezca de forma explícita un instante final de asignación distinto del instante final de dicho período de programación.
- Se trata de un proceso de asignación meramente económico, basado en la obtención de la solución que cubra el requisito solicitado al mínimo coste. El algoritmo no contempla ninguna condición adicional a ésta.
- Como resultado del proceso de asignación se obtiene un precio marginal de la asignación de ofertas en cada período de programación que viene determinado por el precio de la oferta de precio más elevado (o de menor precio, si se trata de reserva de regulación terciaria a bajar) que haya sido asignada de forma parcial o total en dicho período de programación.

2. Descripción del funcionamiento del algoritmo.

El procedimiento utilizado en el proceso de asignación de ofertas se basa, en primer lugar, en la construcción de una lista ordenada por precio de oferta con todos los bloques válidos que ofertan en el período de programación en cuestión (escaleras de terciaria a subir y a bajar).

- El criterio de ordenación depende del sentido de la oferta (subir/bajar): los bloques que ofertan reserva de regulación terciaria a subir se ordenan de menor a mayor precio y los que ofertan reserva de regulación terciaria a bajar se ordenan de mayor a menor precio de oferta.
- Si existen varios bloques de oferta con el mismo precio, éstos se ordenan en primer lugar dando prioridad a la no reducción de la producción (caso de asignación de ofertas a bajar) o al aumento de la producción (caso de asignación de ofertas a subir) de las instalaciones que utilicen fuentes de energía renovable y, tras ellas, a las instalaciones de cogeneración de alta eficiencia, y después, el resto de las instalaciones, y en el caso de igualdad en los grupos anteriores, por orden de llegada de los ficheros de oferta.

Una vez establecidas las escaleras de terciaria a subir y a bajar, e identificados las necesidades del sistema en tiempo real, se procede a efectuar el proceso de asignación, teniendo en cuenta las siguientes consideraciones:

- En el caso de que previamente a una asignación, se hubiera realizado una asignación de reserva de regulación terciaria en sentido opuesto, tienen preferencia

los bloques asignados anteriormente. Es decir, para ir en dirección contraria, siempre se desasigna lo que se hubiera asignado previamente antes de asignar nuevas ofertas en sentido opuesto.

- Una vez finalizada la asignación, se convierte la potencia asignada en el correspondiente redespacho en energía y se genera así la correspondiente asignación de energía de regulación terciaria.
- El precio de la asignación de ofertas depende del sentido de la oferta. Así las asignaciones de los bloques que ofertan regulación terciaria a subir van asociadas al precio marginal de la reserva de regulación terciaria a subir, mientras que las de los bloques que ofertan regulación terciaria a bajar van asociadas al precio marginal de la reserva de regulación terciaria a bajar.
- Aunque dentro de un mismo período de programación se realicen varias sesiones de asignación de ofertas de reserva de regulación terciaria, sólo existirá en dicho período de programación un único precio marginal de regulación terciaria a subir (si se han asignado en dicho período de programación ofertas de regulación terciaria a subir) y otro de regulación terciaria a bajar (si se han asignado en dicho período de programación ofertas de regulación terciaria a bajar).

Estos precios serán los extremos de las asignaciones de ofertas realizadas en dicho período de programación (oferta de precio más elevado, en el caso de la regulación terciaria a subir, y oferta de menor precio, en el caso de la regulación terciaria a bajar). Puede ocurrir que no haya precio marginal en algún sentido (subir o bajar), en el caso de que no haya sido preciso asignar ofertas de dicha escalera (escalera de terciaria a subir o a bajar), al haber existido únicamente asignaciones y desasignaciones de ofertas en la escalera de regulación terciaria contraria.

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

1. Objeto.

Constituye el objeto de este procedimiento de operación el establecimiento de la información, procedimientos y plazos aplicables a las publicaciones e intercambios de información necesarios para el cumplimiento de las funciones y obligaciones del operador del sistema (OS) en el ámbito del proceso de programación y gestión de los servicios de ajuste del sistema, sin perjuicio de cualquier otra publicación o intercambio de información establecido reglamentariamente.

2. Ámbito de aplicación.

Este procedimiento es de aplicación a los siguientes sujetos:

a) Operador del Sistema (OS).

A efectos de este procedimiento de operación, el OS será el encargado de poner a disposición de los participantes en el mercado la información a la que tengan derecho conforme a los criterios de publicidad establecidos en este procedimiento de operación, realizará propuestas de modificación o de implantación de nuevos intercambios de información y mantendrá los mecanismos y herramientas necesarias para realizar el tratamiento y gestión de dicha información.

b) Participantes en el mercado (PM).

Los participantes en el mercado serán responsables de facilitar al OS toda la información requerida, de acuerdo con los medios establecidos en el presente procedimiento, y de hacer llegar al OS, cualquier posible actualización de la información previamente comunicada. Los PM podrán tener acceso a la información por ellos aportada.

A efectos de las comunicaciones con el OS, los participantes en el mercado serán responsables de depositar en los propios sistemas de información del OS la información recogida en el presente procedimiento, así como de proveer los mecanismos de comunicación necesarios y hacerse cargo de sus costes.

3. Carácter y tratamiento de la información.

Los criterios de publicidad de la información gestionada por el OS sobre los procesos relacionados con el mercado mayorista de electricidad son los establecidos en el Real Decreto-Ley 6/2000 de 23 de junio, en el informe 1/2001 de la CNE (actual CNMC) sobre las propuestas de modificación de las Reglas de funcionamiento del mercado con objeto de adaptarlas al Real Decreto-Ley 6/2000, en el Escrito de la Dirección General de Política Energética y Minas de fecha 19 de noviembre de 2004 y en lo dispuesto en la regulación europea vigente en relación con la transparencia de la información sobre el mercado mayorista de electricidad.

Atendiendo a estos criterios:

- El OS, en el ámbito de su competencia, hará públicos los datos agregados comprensivos de los programas asociados al proceso de programación, volúmenes de indisponibilidades de unidades de programación, resultados y precios de las asignaciones en los servicios de ajuste del sistema, así como, las curvas agregadas de oferta y demanda correspondientes y los valores de capacidades comerciales y programas de intercambio internacional por interconexión.

- El OS hará público los resultados desagregados de los procesos de programación del sistema eléctrico, respetando los plazos que se determinan en este procedimiento de operación.
- El OS, antes de estar obligado a hacerla pública, garantizará el secreto de la información de carácter confidencial puesta a su disposición por los PM, tal y como se establece en el apartado 2k) del artículo 30 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

No obstante, lo anterior, las Autoridades Reguladoras Nacionales podrán disponer de toda la información, con el máximo nivel de detalle, sin aguardar los plazos de confidencialidad para los participantes en el mercado mayorista de electricidad.

4. Intercambios de información

4.1. Intercambios de información periódicos relevantes en el proceso de programación

Los datos e intercambios de información que, en el cumplimiento de sus funciones, el OS debe manejar para realizar los procesos de programación y de gestión de los servicios de ajuste del sistema, que posteriormente serán objeto de liquidación en el ámbito del mercado mayorista de electricidad, se realizarán en los sistemas de información del OS.

Estos intercambios de información estarán coordinados, en su caso, con los intercambios de información que el OS deba realizar con otros operadores del sistema, con el operador del mercado (OM) y con otras entidades, en cumplimiento de sus funciones.

Los intercambios de información integrados en el proceso de programación pueden tener carácter periódico, generalmente asociados a un plazo límite de publicación, en los diferentes horizontes de largo plazo, diario, intradiario y tiempo real o carácter eventual, tras la ocurrencia de un evento relevante que requiera la realización de dicho intercambio.

En el anexo I se encuentra el detalle de la información asociada al proceso de programación en el mercado mayorista de electricidad.

4.2. Gestión y modificación de datos estructurales

Para el correcto funcionamiento de los servicios y procesos gestionados por el OS en relación con los procesos de la programación de la operación del sistema en el mercado mayorista de electricidad es necesario disponer de la información actualizada relativa a:

- Participantes en el mercado (PM)
- Unidades de programación (UP)
- Unidades físicas (UF)
- Zonas de Regulación (ZR)
- Unidades de Prestación del Servicio de Control de Tensión (UPR)

El alta y/o modificación de la información estructural será solicitada mediante el correspondiente formulario disponible en la Web de acceso privado del OS, debidamente cumplimentado por el PM y acompañado del soporte documental justificativo del cambio.

Una vez revisada la modificación solicitada por el PM, y, en su caso, en coordinación con el OM, el OS comunicará al PM la fecha para la cual se realizará el cambio solicitado, o bien, en su caso, el motivo de la no realización de dicho cambio.

5. Sistemas de información del operador del sistema (SIOS)

Los datos e intercambios de información del proceso de programación serán gestionados por los Sistemas de Información del Operador del Sistema (SIOS).

Con objeto de garantizar la máxima disponibilidad, los Sistemas de Información del OS serán sistemas redundantes.

Asimismo, aquellos sistemas considerados críticos para el proceso de programación dispondrán de un sistema de respaldo en una localización diferente del sistema principal. El OS informará a los usuarios de los modos de acceso a ambos sistemas, siendo estos usuarios los responsables de disponer de los medios de comunicación con el centro de respaldo utilizando los diferentes modos de acceso definidos por el OS.

5.1. Comunicación con los SIOS

La comunicación entre el OS y los PM, y en su caso, entre el OS, el OM u otras entidades participantes en el mercado mayorista de electricidad, así como la divulgación de la información de carácter público, será efectuada desde los SIOS por medios electrónicos de intercambio de información, utilizando en cada momento las tecnologías que sean más adecuadas, dando cumplimiento a los siguientes requisitos técnicos:

- a) Sistema de acceso remoto, rápido, fiable y fácilmente utilizable
- b) Garantía de confidencialidad absoluta y a toda prueba de la información propiedad de cada PM.
- c) En caso de envíos de mensajes a los Sistemas de Información del OS, existencia de acuse de recibo de cada mensaje recibido, con indicación de fecha y hora.

El OS publicará los medios electrónicos disponibles de intercambio de información y sus características, aquellos nuevos que vayan a ser implementados y los que vayan a ser suspendidos, así como los plazos previstos para ello.

La adopción de nuevos medios electrónicos de intercambio de información, así como la suspensión de la utilización de alguno de los existentes, se comunicará a los usuarios con la suficiente antelación de forma que estos puedan realizar las oportunas modificaciones en sus sistemas de información.

Para la realización de los intercambios de información bidireccionales, el OS dispondrá diversos medios alternativos de uso común para el acceso tanto al sistema principal como al de respaldo, y comunicará a los usuarios los detalles técnicos necesarios para el acceso y los procedimientos de actuación en caso de conmutación entre los dos sistemas.

La instalación, mantenimiento y configuración de los canales de comunicación para acceder al SIOS será responsabilidad y correrá a cargo de los usuarios, salvo acuerdo bilateral expreso contrario. El OS indicará en cada caso las normas y procedimientos aplicables a los equipos a instalar en sus instalaciones.

5.2. Servicios de acceso a los sistemas de información del OS.

Los servicios de acceso a los SIOS dependerán del carácter de la información a la que dan acceso.

Según el tipo de información, existirán dos servicios de acceso:

- a) Servicio de acceso público, que no requiere del uso de ningún tipo de certificado.
- b) Servicio de acceso privado, que requerirá el uso de un certificado digital personal otorgado por el OS, o por entidades reconocidas por el OS.

El servicio privado estará reservado únicamente a los participantes en el mercado (PM), al OM, a otros operadores del sistema y a otras entidades involucradas en el proceso de programación del mercado mayorista de electricidad conforme a la normativa vigente.

Los servicios de acceso, tanto privados como públicos utilizarán las tecnologías más adecuadas en cada caso.

Las direcciones electrónicas de los servicios de acceso privado y público serán facilitadas por el OS.

5.3. Sistema de seguridad de los servicios de acceso privado a los SIOS

El sistema de seguridad de los servicios de acceso privado a los SIOS se basa en la utilización de los siguientes elementos:

- a) Canal de comunicación cifrado para asegurar la privacidad de la información intercambiada.
- b) Uso de certificados digitales para la autenticación al realizar las conexiones con el SIOS, la firma de los documentos electrónicos que constituyen los intercambios de información, y garantizar el no repudio de dichos documentos.

5.3.1. Certificados digitales

Los certificados del apartado b) anterior se emitirán almacenados en un fichero en alguno de los formatos estándar del mercado. El fichero estará protegido por una contraseña para evitar su utilización indebida. Los PM y otros sujetos y entidades de mercado mayorista de electricidad podrán solicitar uno o varios certificados digitales.

Será responsabilidad del titular de cada certificado la guarda y custodia del mismo. Asimismo, en caso de robo o extravío deberá comunicar este hecho lo antes posible al OS, para que este proceda a dar de baja, a la mayor brevedad posible, el certificado.

Los certificados digitales serán emitidos por el OS actuando como Autoridad Certificadora. Los usuarios reconocen al OS como Autoridad Certificadora de confianza por el mero hecho de la utilización del certificado digital.

Los certificados digitales se emitirán con fecha de caducidad. Será responsabilidad del usuario del certificado controlar dicha fecha de caducidad y solicitar, en su caso, la renovación del certificado con una antelación no inferior a 5 días laborables respecto a la fecha de caducidad.

Asimismo, será responsabilidad del PM o entidad de mercado solicitar la anulación de los certificados cuando lo consideren conveniente (por ejemplo, cese de actividad de usuarios responsables de los certificados).

6. Formatos de intercambio de información.

Los documentos electrónicos intercambiados con los PM y otros sujetos y entidades del mercado eléctrico, y su contenido, formato y plazos de publicación o recepción por el OS, se describen en un único documento denominado «Intercambio de Información con el Operador del Sistema», organizado en una serie de volúmenes. Estos volúmenes y sus modificaciones serán publicados, con la antelación suficiente antes de su entrada en vigor, en la web dispuesta para este fin por el OS.

Los documentos intercambiados con el Operador del Mercado, y su contenido, formato y plazos de publicación o recepción por el OS, se describen en el documento denominado «Modelo de Ficheros para el Intercambio de Información entre el OS y el OM» acordado conjuntamente por el OS y el OM.

ANEXO I:

Intercambios de información del proceso de programación

Salvo indicación expresa en contra, el periodo de programación de las siguientes publicaciones es el periodo horario.

1. Información de carácter público comunicada por el OS.

1.1. Previsión de demanda

El OS facilitará la siguiente información relativa a la previsión de demanda (incluido el consumo asociado a autoconsumo) del sistema peninsular español con la siguiente periodicidad:

Anualmente: Antes del día quince del mes de diciembre	<ul style="list-style-type: none">• Previsiones semanales del año siguiente, indicando valor máximo y mínimo semanal.• Margen de las previsiones para el año siguiente. Esta publicación se realizará con una semana de antelación respecto a las asignaciones de capacidad en horizonte anual.
Mensualmente: En los primeros quince días del mes anterior a aquél al que se refiere la previsión:	<ul style="list-style-type: none">• Previsiones referidas a meses completos.• Previsiones para cada una de las semanas del mes siguiente, indicando valor máximo y mínimo semanal.
Semanalmente: Cada viernes, al menos dos horas antes del cierre del periodo de presentación de ofertas al mercado diario	<ul style="list-style-type: none">• Valores máximo y mínimo de demanda prevista para cada uno de los días de la semana natural siguiente.
Diariamente: Al menos dos horas antes respecto a la hora de cierre del periodo de presentación de ofertas al mercado diario	<ul style="list-style-type: none">• Periodos horarios del día siguiente.
Horariamente: Cada hora.	<ul style="list-style-type: none">• Con un horizonte de 30 horas desde la hora de publicación.

Adicionalmente, y de acuerdo con la Circular 4/2019, el OS realizará y publicará las previsiones de demanda considerando tres niveles de previsión:

Anual: En el mes de diciembre para el siguiente año.	<ul style="list-style-type: none">• Predicción de la demanda peninsular anual en el mes de diciembre del año anterior
Diaria D+1: Antes de las 11:00 (una hora antes del cierre de ofertas al mercado diario)	<ul style="list-style-type: none">• Desglose horario
Intradiaria H+3: Tres horas antes de cada hora del día en curso	<ul style="list-style-type: none">• Horariamente para todas las horas del día en curso

1.2. Previsión producción eólica y solar.

El OS facilitará la información correspondiente a las previsiones de generación (incluida la generación asociada al autoconsumo) eólica y solar térmica y fotovoltaica del sistema peninsular español:

Diariamente: Con una antelación no inferior a las 18h00 CET del día anterior al de suministro.	<ul style="list-style-type: none">• Previsión desde el día siguiente y la semana móvil siguiente.
Horariamente: Cada hora.	<ul style="list-style-type: none">• Previsión desde hora siguiente a la hora de publicación y el período horario final del día siguiente

Adicionalmente, y de acuerdo con la Circular 4/2019, el OS realizará y publicará las previsiones de eólica y solar fotovoltaica en los siguientes dos niveles de previsión:

Diaria D+1: Antes de las 11:00	<ul style="list-style-type: none">• Predicción diaria de generación peninsular eólica más fotovoltaica para el día siguiente, con desglose horario
Intradiaria H+3: Tres horas antes de cada hora del día en curso	<ul style="list-style-type: none">• Predicción intradiaria de la generación peninsular eólica más fotovoltaica

1.3. Indisponibilidad de las infraestructuras de transporte.

El OS facilitará, semanalmente, la información actualizada, correspondiente a las fechas de inicio y fin (día y hora) asociadas a indisponibilidades y planes de mantenimiento que modifiquen la capacidad de intercambio de las interconexiones internacionales en un valor igual o superior a 100 MW y la mantendrá actualizada en caso de producirse modificaciones.

1.4. Disponibilidad/indisponibilidad de unidades de generación y demanda.

El OS facilitará la información correspondiente a:

- La generación eléctrica disponible agregada por tipo de producción conforme a las categorías definidas para la generación en el apartado 1.9 de este anexo con periodicidad mensual, para el horizonte semanal, mensual, trimestral y anual.
- Planes de mantenimiento e indisponibilidades.

Mensualmente, dentro de los primeros 10 días de cada mes	<ul style="list-style-type: none">• Planes de mantenimiento previstos para el año móvil en:<ul style="list-style-type: none">- unidades de programación de potencia neta igual o superior a 200 MW- unidades de generación y consumo de potencia neta igual o superior a 100 MW
Cada hora.	<ul style="list-style-type: none">• Actualización de los planes de mantenimiento e indisponibilidades comunicadas no previstas de:<ul style="list-style-type: none">- unidades de programación de potencia neta igual o superior a 200 MW- unidades de generación y consumo de potencia neta igual o superior a 100 MW

1.5. Índice de llenado medio semanal de almacenamiento hidroeléctrico

El OS publicará semanalmente el índice de llenado medio semanal agregado de todos los depósitos de agua e instalaciones de almacenamiento hidroeléctrico (MWh), correspondiente a la semana anterior, incluyendo la cifra correspondiente a la misma semana del año anterior.

1.6. Generación y demanda real.

El OS facilitará, a más tardar, una hora después del periodo de operación la información de tiempo real correspondiente a valores horarios de:

- Demanda real del sistema registrada para cada hora.
- Entregas de energía de las unidades de generación agregada por tipos de producción conforme a las categorías establecidas en el apartado 1.9 de este anexo.

En el día D+1, estará ya disponible la información correspondiente a las medidas de entregas o tomas de energía de cada una de las unidades de generación, demanda y almacenamiento de potencia neta igual o superior a 100 MW.

1.7. Capacidad de intercambio en las interconexiones internacionales (NTC, por sus siglas en inglés).

El OS facilitará para cada una de las interconexiones internacionales (Francia, Portugal, Marruecos y Andorra) la siguiente información:

Anualmente: No más tarde del décimo día previo a la fecha de ejecución de las subastas anuales, pero nunca después del 1 de diciembre.	<ul style="list-style-type: none">• Valores de capacidad de intercambio previstos para el año siguiente, con resolución horaria, para cada sentido de flujo de potencia.
Mensualmente: No más tarde de las 13:00 horas del tercer día laborable previo a la fecha de ejecución de las subastas mensuales	<ul style="list-style-type: none">• Valores de la capacidad de intercambio previstos para el mes siguiente, con resolución horaria por sentido de flujo de potencia.• Valores de la capacidad de intercambio previstos para el año en curso, con resolución horaria por sentido de flujo de potencia.
Horizonte diario: Antes de la hora límite correspondiente al Plazo de Firmeza Diario de cada día (Artículo 69 del Reglamento CACM)	<ul style="list-style-type: none">• Valores de capacidad de intercambio previstos para el día siguiente, con resolución horaria, para cada sentido de flujo de potencia.
En tiempo real, con al menos una hora de antelación respecto al cierre de presentación de ofertas al mercado diario	<ul style="list-style-type: none">• Cualquier modificación identificada con posterioridad será actualizada en tiempo real para el horizonte de programación que alcanza hasta las 24 horas del día siguiente.

1.8. Subastas explícitas de capacidad.

El OS, o tercero habilitado, facilitará la información correspondiente a las especificaciones y resultados agregados de las subastas coordinadas explícitas de largo plazo en las interconexiones europeas, en la forma y plazos que se establecen en las Reglas HAR (Reglas Armonizadas de Asignación de Capacidad en el largo plazo).

1.9. Programas de generación y consumo.

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

- En el plazo máximo de 90 minutos respecto a los horarios establecidos en el proceso de programación se facilitarán los programas agregados conforme a las siguientes categorías:
 - Hidráulica.
 - Eólica.
 - Solar fotovoltaica.
 - Solar térmica.
 - Otras Renovables.
 - Nuclear.
 - Turbinación bombeo.
 - Ciclo Combinado.
 - Carbón.
 - Fuel-Gas.
 - Cogeneración.
 - Residuos no Renovables.
 - Consumo Bombeo.
 - Programa Enlace Baleares.
 - Importaciones.
 - Exportaciones.
 - Saldo Internacional.
 - Comercializadores
 - Comercializadores de referencia.
 - Consumidores directos en mercado.
 - Consumo servicios auxiliares.
 - Genéricas.
- Transcurrido un mes desde el día de programación, el OS facilitará la información correspondiente a los programas por participante en el mercado.
- A los 90 días respecto al día de programación, toda la información será pública por unidad de programación, sin nivel alguno de agregación.

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

1.10. Programas de intercambio internacionales:

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

- La participación en los mercados de energía.

- La gestión en las interconexiones en las que no existe un mecanismo coordinado de capacidad.
- La participación en las plataformas europeas de balance.
- La gestión coordinada de congestiones identificadas en las interconexiones en tiempo real y, en su caso, cualquier otro ajuste en tiempo real que modifique los programas de intercambio internacional establecidos por los PM.

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

- Las rentas de congestión procedentes de la gestión de las interconexiones internacionales mediante mecanismos de acoplamiento de mercado o de participación en plataformas de balance con periodicidad diaria, o de subastas explícitas de acuerdo con el calendario de subastas explícitas.
- Antes del último día del mes siguiente al periodo de programación, los costes derivados de las acciones coordinadas de balance o aplicación de redespachos de energía en tiempo real que hayan sido necesarios aplicar para la solución de congestiones en las interconexiones.

1.11. Proceso de solución de restricciones técnicas:

El OS facilitará la información referente al proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF en el plazo máximo de 30 minutos tras la publicación del PDVP, y la información referente al proceso de solución de restricciones técnicas en tiempo real en un plazo máximo de 30 minutos tras el correspondiente periodo de programación:

- Resultados agregados de energía programada por sentido y según los distintos tipos de limitación y precio medio resultante del proceso de la solución de restricciones técnicas en el PDBF y durante la operación en tiempo real.
- Volumen agregado de limitaciones de programa aplicadas.

Asimismo, el OS facilitará los resultados de energía programada del proceso de la solución de restricciones técnicas en el PDBF y durante la operación en tiempo real:

- Agregados conforme apartado 1.9 de este anexo, en el plazo máximo de tres días desde el día de programación, incluyendo precios de asignación.
- Agregados por participante en el mercado, transcurrido un mes desde el día de programación.
- Por unidad de programación, sin nivel alguno de agregación, a los 90 días respecto al día de programación, incluyendo precios de asignación y limitaciones establecidas por seguridad.

1.12. Banda de regulación secundaria

Con periodicidad diaria, antes de transcurridos 30 minutos desde la realización del proceso de asignación de banda de regulación secundaria el OS publicará:

- Los requerimientos de banda de regulación secundaria del sistema a subir y a bajar para el día siguiente
- El resultado agregado y precio marginal de la asignación de banda de regulación secundaria a subir y a bajar para el día siguiente.
- La curva agregada anonimizada de ofertas de banda de regulación secundaria a subir y a bajar.

Asimismo, el OS facilitará los resultados del proceso de asignación de banda de regulación secundaria:

- En el plazo máximo de tres días desde el día de publicación y agregados conforme apartado 1.9 de este anexo, incluyendo los resultados de la reasignación de banda.
- Transcurrido un mes desde el día de programación, el OS facilitará la información correspondiente a los resultados por participante en el mercado.
- A los 90 días respecto al día de programación, toda la información será pública por unidad de programación, sin nivel alguno de agregación, incluyendo precios de asignación y ofertas de banda de regulación secundaria.

1.13. Energías de balance

1.13.1. Reservas de sustitución (RR, por sus siglas en inglés)

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

- Volumen total de energía de balance tipo RR asignada a los proveedores del servicio del sistema eléctrico peninsular español por la plataforma europea RR.
- Necesidades solicitadas y satisfechas del sistema eléctrico peninsular español, indicando el sentido (subir/bajar) y el tipo de necesidad (inelástica/elástica).
- Precio marginal cuarto-horario correspondiente a la activación de energía de balance tipo RR en el área correspondiente al sistema eléctrico peninsular español.
- Curva agregada anonimizada de ofertas de energía de balance tipo RR a subir y a bajar del sistema eléctrico peninsular español enviadas a la plataforma europea RR.
- Requisitos de control de flujo en las interconexiones solicitados desde el sistema eléctrico español para las interconexiones entre Francia - España y Portugal - España.

El OS publicará, antes del último día del mes siguiente al periodo de programación, la información relativa a la liquidación del sistema eléctrico español derivada de la consideración de los requisitos de control de flujo en las interconexiones internacionales.

Asimismo, el OS facilitará los resultados de la asignación de energías de balance RR:

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

1.13.2. Regulación terciaria

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

- Volumen total de energía de regulación terciaria asignada a subir y a bajar
- La curva agregada anonimizada de ofertas presentadas por los PM de regulación terciaria a subir y a bajar
- Precio marginal horario correspondiente a la activación de energía terciaria.

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

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

1.13.3. Energía activada de regulación secundaria

Con periodicidad diaria, antes de las 13:00 horas con la información del día anterior, el OS publicará:

- Volumen total agregado de energía de regulación secundaria a subir y a bajar y el precio marginal correspondiente a la activación de energía secundaria.

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

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

Mensualmente, el OS publicará:

- Precios cuarto-horarios del proceso de IN de aplicación al bloque de control peninsular español calculados por la plataforma europea de IN

1.14. Servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad.

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

- Volumen de demanda interrumpible (potencia activa que se podría dejar de consumir por los proveedores del servicio de interrumpibilidad en el caso de la aplicación de una orden de reducción de potencial).
- Tras cada activación del servicio de interrumpibilidad, el OS hará pública la información de volumen de recurso interrumpible solicitado por aplicación de interrumpibilidad (MWh), desglosado por los siguientes criterios:
 - Por criterios económicos.
 - Por criterios técnicos.
 - A efectos de comprobación del funcionamiento efectivo del servicio.

1.15. Desvíos

El OS, antes de transcurridos 30 minutos desde la hora de programación, facilitará la siguiente información:

- Energía de balance neta del sistema
- Precio del desvío a subir y a bajar

1.16. Enlace sistema eléctrico peninsular-sistema eléctrico balear.

- La capacidad programable del enlace entre el sistema eléctrico peninsular y el sistema eléctrico balear, actualizada en tiempo real.
- Resultado agregado del programa de entrega de energía a través del enlace Península-Baleares en los diferentes horizontes de programación (programas PDBF, PDVP, PHF y P48).
- Resultado agregado de los redespachos aplicados en tiempo real sobre el programa de entrega de energía a través del enlace Península-Baleares.

2. Información confidencial

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

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

- Subastas de capacidad de contratos bilaterales en interconexiones en las que no existe un mecanismo coordinado de capacidad.
- Programación de la operación del sistema en el mercado mayorista de electricidad (programas PDBF, PDVP, PHF y PHFC publicados por el OS).
- Asignaciones y redespachos de los diferentes servicios de ajuste del sistema.

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

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

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

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

2.2. Información de carácter confidencial

2.2.1. Información confidencial por unidad de programación o unidad física

El OS pondrá a disposición de cada uno de los participantes en el mercado, en los plazos indicados en el procedimiento de operación por el que se establece el proceso de programación, la información confidencial de sus unidades de programación o unidades físicas, enviada por los participantes en el mercado al OS e integrada correctamente en los SIOS correspondiente a:

- Nominaciones de programa en unidades de programación
- Desgloses de programa en unidades físicas
- Potencias hidráulicas máximas y valores mínimos por unidad de programación

2.2.2. Situación de la red de transporte

Con periodicidad diaria, antes del cierre de ofertas al mercado diario, los participantes en el mercado dispondrán de la información actualizada sobre la situación de la red de transporte.

2.2.3. Casos PSS/E

Los casos PSS/E (software para el análisis de sistemas eléctricos de potencia) utilizados para los análisis de restricciones técnicas del PDBF serán puestos a disposición de los participantes en el mercado antes de transcurridos tres días hábiles desde el día de programación.

P.O. 14.1. Condiciones generales del proceso de liquidación del operador del sistema

1. Objeto

El objeto de este procedimiento de operación es establecer las condiciones generales de los procesos del operador del sistema de liquidación y de comunicación de los cobros y pagos y gestión de garantías establecidos en los puntos j), m) y n), y en su caso ac), del apartado 2 del artículo 30 de la *Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico*.

1.1 Procesos de liquidación

Los procesos de liquidación comprenden las siguientes actividades:

- Admisión, suspensión y baja de la participación en el mercado mayorista de electricidad.
- Obtención y actualización de los datos de los participantes en el mercado.
- Cálculo de los derechos de cobro y de las obligaciones de pago

El operador del sistema llevará a cabo las actividades del proceso de liquidación del Mercado conforme a la normativa vigente y a lo establecido en los procedimientos de operación, en particular en los siguientes:

- | | |
|---------|---|
| PO 14.2 | Admisión de participantes en el mercado y datos necesarios durante su participación. |
| PO 14.4 | Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema. |
| PO 14.6 | Liquidación de intercambios internacionales no realizados por sujetos del mercado. |
| PO 14.8 | Sujeto de Liquidación de las instalaciones de producción y de las instalaciones de autoconsumo. |

1.2 Procesos de comunicación de cobros y pagos y gestión de garantías

Los procesos de comunicación de cobros y pagos y gestión de las garantías comprenden las siguientes actividades:

- Registro de las anotaciones en cuenta.
- Cálculo y gestión de las garantías de pago.
- Expedición de facturas, cobros y pagos.

El operador del sistema llevará a cabo estas actividades conforme a la normativa vigente, al calendario establecido en el apartado 6 de este procedimiento y a lo establecido en los procedimientos de operación siguientes:

- | | |
|---------|---|
| PO 14.3 | Garantías de pago. |
| PO 14.7 | Expedición de facturas, cobros y pagos. |

2. Ámbito de aplicación y definiciones

P.O. 14.2. Admisión de participantes en el mercado y datos necesarios durante su participación

1. Objeto

El objeto de este procedimiento de operación es establecer el proceso para la admisión de participantes en el mercado mayorista de electricidad y determinar los datos necesarios para su participación en el mismo y, en particular, en el proceso de liquidación.

El operador del sistema gestionará la base de datos de los participantes en el mercado. Este procedimiento establece los mecanismos para la comunicación al operador del sistema de cualquier cambio en dichos datos para mantener la información debidamente actualizada.

2. Ámbito de aplicación

Este procedimiento de operación es de aplicación a los participantes en el mercado mayorista de electricidad (PM), a los sujetos de liquidación responsables del balance (BRP) y al operador del sistema.

3. Referencias y definiciones

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 *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 lo 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.

«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 del Reglamento (UE) 2019/943.

Según se establece en el PO 14.1, además de responsable financiero de los desvíos de las unidades de programación/zonas de regulación de las que es BRP, será el responsable de los pagos, de los cobros y de la prestación de las garantías de pago que se deriven de la participación en los mercados gestionados por el operador del sistema.

«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.

4. Admisión de participantes en el mercado

Para la admisión de un participante en el mercado éste deberá remitir al operador del sistema la información y documentación establecida en este procedimiento por los medios establecidos a tal efecto:

- a. Documento acreditativo, con la necesaria fehaciencia, de las facultades del firmante de la solicitud con relación a la entidad que presenta la solicitud.
- b. En su caso, poder notarial de representación otorgado al participante. El poder deberá indicar explícitamente bajo cuál de las dos modalidades de representación, establecidas en el PO 14.1, se le otorga la representación.
- c. En su caso, modelo de declaración de contrato de comercialización de energía vertida por la instalación en los términos establecidos en el Artículo 24.4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- d. En su caso, acreditación de que el solicitante es propietario de instalaciones válidamente inscritas en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica o, en el caso de titulares de instalaciones de almacenamiento, los requisitos que se determinen reglamentariamente.
- e. En su caso, la comunicación de inicio de la actividad de comercialización o de consumidor directo en mercado al Ministerio según lo establecido en Real

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

- f. En su caso, acreditación de delegación contractual de responsabilidad del balance.
- g. Acreditación de la capacidad técnica necesaria para enviar y recibir información a través de los sistemas informáticos del operador del sistema y, en su caso, del Tercero Autorizado. En particular, de que dispone de los medios técnicos necesarios y homologados para realizar las comunicaciones electrónicas y el acceso a los sistemas informáticos que requiera su participación en los procesos del operador del sistema que podrá establecer, a tal efecto, un proceso de pruebas que deberá superar el solicitante.
- h. Prestación ante el operador del sistema o, en su caso, ante el Tercero Autorizado, de las garantías por la cuantía establecida conforme a lo dispuesto en el PO 14.3.
- i. Documento acreditativo de la disposición de una cuenta bancaria que cumpla las condiciones establecidas en el PO 14.7.
- j. Cualquier otra documentación exigible conforme a las leyes y reglamentos aplicables, especialmente la relativa a autorizaciones administrativas y a inscripciones en los Registros Administrativos que sean necesarias.
- k. Cualquier otra información debidamente justificada que resulte necesaria para la participación en el Mercado o para la publicación de la liquidación del operador del sistema.

Si un participante en el mercado desea hacerlo en distintas actividades destinadas al suministro de energía eléctrica, deberá presentar una solicitud de forma separada para cada actividad.

La admisión de un nuevo representante por el operador del sistema supondrá automáticamente la revocación de la representación del anterior representante. El participante representado será el responsable de comunicar al anterior representante el cambio de situación y asumirá los perjuicios causados por el incumplimiento de este deber de información.

La delegación contractual en un nuevo BRP supondrá automáticamente la revocación de la delegación contractual preexistente. El participante que delega contractualmente la responsabilidad en un nuevo BRP será el responsable de comunicar dicho cambio al anterior BRP y asumirá los perjuicios causados por el incumplimiento de este deber de información.

El participante en el mercado deberá indicar en la solicitud la fecha en la que desea iniciar su participación. En cualquier caso, la fecha efectiva de inicio de participación estará condicionada al cumplimiento de todos los requisitos ante el operador del mercado y el operador del sistema.

Una vez verificado el cumplimiento de los requisitos de admisión, el operador del sistema coordinará con el operador del mercado la fecha efectiva de inicio de la participación en el mercado, entendiendo como tal el primer día natural en cuyos periodos de programación podrá participar.

El operador del sistema gestionará una base de datos de los participantes en el mercado donde figurará la fecha de inicio de la participación de cada uno, en su caso, las fechas de suspensión o de baja. En dicha base de datos figurarán también los datos necesarios para la participación en el mercado y, en particular, para el proceso de liquidación. El contenido de la base de datos se establece en los siguientes apartados de este procedimiento de operación. La base de datos de participantes en el mercado estará a disposición del Ministerio y de la CNMC. La relación de unidades de programación y de participantes en el mercado será pública.

5. Criterios generales de los datos de participantes

La relación de datos que se establece en los apartados siguientes podrá ser ampliada o reducida si lo exigiera la participación en el mercado, en el proceso de liquidación, la normativa vigente o el funcionamiento eficaz del proceso de liquidación.

Los participantes en el mercado deberán comunicar al operador del sistema cualquier cambio en los datos descritos en este procedimiento de operación que se produzca durante su permanencia como participante en el mercado. El procedimiento de comunicación y aceptación de cambios en dichos datos se realizará conforme a lo establecido en este procedimiento de operación.

El inicio de aplicación de un dato será las 00:00 horas del primer día natural en el que el dato es de aplicación. El fin de la aplicación de un dato será las 24:00 horas del último día natural completo en que el dato es de aplicación.

No se registrarán cambios en mitad de un día; las partes afectadas deberán establecer un acuerdo económico libremente pactado entre ellas para regularizar las consecuencias económicas de los cambios dentro del día.

El operador del sistema pondrá a disposición de los participantes los medios para notificar los cambios. Estos medios, que podrán ser electrónicos, serán de utilización obligatoria por los participantes en el mercado.

Las notificaciones de altas, bajas o cambios deberán recibirse en el operador del sistema con una antelación mínima de cinco días hábiles a la fecha solicitada de inicio del cambio.

En todo caso, el operador del sistema determinará y comunicará al solicitante del cambio la fecha efectiva del cambio una vez comprobada la validez de las notificaciones y de la documentación requerida.

Salvo comunicación expresa, los cambios se entenderán aplicables desde la fecha efectiva hasta que se comunique un nuevo cambio.

El operador del sistema no será responsable de comunicar los cambios a otros participantes afectados distintos del solicitante. Esta responsabilidad será en todo caso del participante que notifica el cambio.

Los datos de participantes en el mercado correspondientes a cada BRP y utilizados en cada liquidación serán publicados de forma conjunta con la misma.

6. Datos necesarios de los participantes en el mercado

6.1 Datos generales

La base de datos de participantes en el mercado contendrá la siguiente información relativa a cada participante en el mercado:

- Código de identificación fiscal.
- Código de identificación del participante en el mercado para las comunicaciones con el operador del sistema.
- Razón o denominación social.
- Fecha de inicio de su participación en el Mercado.
- Fecha de fin de su participación en el Mercado.
- En su caso, fechas de inicio y fin de suspensiones, tipo de suspensión y motivo de la misma.
- Domicilio de la sede de actividad o establecimiento que sea relevante para la determinación del régimen de tributación correspondiente.
- Datos de las personas que tienen poder de representación legal.
- Nombre, teléfono y correo electrónico de las personas autorizadas, hasta un máximo de dos, para notificar cambios en los datos del participante, para realizar consultas relacionadas con las anotaciones en cuenta y para realizar reclamaciones a las mismas.
- Nombre, teléfono y correo electrónico de las personas autorizadas, hasta un máximo de dos, para realizar consultas relacionadas con las facturas, los pagos y los cobros, y las garantías de pago.
- Datos de la cuenta bancaria para pagos y cobros.

Las direcciones de correo electrónico serán preferentemente listas de distribución gestionadas por el participante, el cual podrá incluir en las listas las personas que considere oportunas, sin límite ni necesidad de comunicarlo al operador del sistema.

7. Datos de las unidades de programación

7.1 Datos generales.

La base de datos de participantes en el mercado contendrá la siguiente información relativa a cada unidad de programación

- Código de la unidad de programación establecido de acuerdo con el P.O 3.1.
- Código de la unidad para información a la CNMC, en su caso.
- Descripción.
- Fecha de inicio de su participación en el Mercado.
- Fecha de fin de su participación en el Mercado.
- Frontera internacional para unidades de importación y exportación.

7.2 BRP de la unidad de programación.

La base de datos de participantes en el mercado contendrá la siguiente información relativa al BRP, responsable financiero de los desvíos de cada unidad de programación, y conforme a lo establecido en el PO 14.1, al que se anotaran todos los

derechos de cobro y obligaciones de pagos que se derivan de su participación en el Mercado:

- Código de la unidad de programación.
- Código del BRP.
- En su caso, particularidad de delegación de responsabilidad del balance, conforme a lo establecido en el PO 14.1.
- Fecha de inicio de la asignación al BRP.
- Fecha de fin de la asignación al BRP.
- Porcentaje de asignación de la unidad en régimen de propiedad compartida al BRP.

Los cambios de BRP se registrarán de forma automática en la misma fecha del cambio originario.

7.3 Representante en nombre ajeno de la unidad de programación.

La base de datos de participantes en el mercado contendrá, en su caso, la siguiente información relativa a la representación en nombre ajeno de la unidad de programación:

- Código del representante.
- Código de la unidad de programación.
- Fecha de inicio de la representación.
- Fecha de fin de la representación.

7.4 Zona de regulación en la que está integrada una unidad de programación.

La base de datos de participantes en el mercado contendrá, en su caso, la siguiente información relativa a cada unidad de programación integrada en zona de regulación:

- Código de la unidad de programación.
- Código de la zona de regulación.
- Fecha de inicio de la integración.
- Fecha de fin de la integración.
- Porcentaje de integración de la unidad en la zona.

En todo caso, estos cambios estarán sujetos a lo establecido en los procedimientos de operación de regulación secundaria y en el PO 3.1.

8. Datos de zonas de regulación

La base de datos de participantes en el mercado contendrá la siguiente información relativa a cada zona de regulación:

- Código de la zona de regulación.
- Descripción.
- Fecha de inicio de participación en el Mercado.
- Fecha de fin de participación en el Mercado.
- Código del participante en el mercado propietario de la zona de regulación.
- Fecha de inicio de la propiedad.
- Fecha de fin de la propiedad.

2.1 Ámbito de aplicación

Este procedimiento de operación es de aplicación a los participantes en el mercado, a los sujetos de liquidación responsables del balance (BRP, por sus siglas en inglés), a los proveedores de servicios de balance (BSP, por sus siglas en inglés) y al operador del sistema.

Este procedimiento es de aplicación al operador del mercado en lo referente a la admisión, suspensión o baja de Agentes del Mercado Diario como consecuencia respectivamente de la admisión, suspensión o baja de participantes en el mercado.

2.2 Referencias y definiciones

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** en este procedimiento 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** en este procedimiento se entenderán como referidas a la Comisión Nacional de los Mercados y de 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 **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*.

«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 ordenes 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..

«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.

Los horarios mencionados en este procedimiento están referidos a la Hora Central Europea CET (Central European Time) o CEST (Central European Summer Time)

3. Participación en el Mercado

3.1 Admisión para participar en el Mercado

Los participantes en el mercado, deberán observar los requisitos establecidos en el PO 14.2 en lo relativo a información necesaria para la participación, los requisitos de prestación de garantías de pago establecidos en el PO 14.3 y, en su caso, los requisitos y procedimientos establecidos en el PO 14.8.

Los representantes que actúen por cuenta de cualquier participante a los efectos de su participación en el mercado deberán acreditar la representación en el proceso de admisión según lo establecido en el artículo 5.2 de la Ley 39/2015, indicando si ostentan:

1. Representación directa: cuando el representante actúe en nombre ajeno y por cuenta ajena. En este caso, el representado será el único obligado al pago del importe de la factura de la liquidación y, en su caso, el único con derecho al cobro de la misma. El representado deberá prestar las garantías que se le requiera por ser la entidad que comporta la condición de deudor y, como tal, el único obligado al pago de la deuda devengada en la liquidación.
2. Representación indirecta: cuando el representante actúe en nombre propio, pero por cuenta ajena. En este caso, el representante será el sujeto obligado al pago del importe de la factura de la liquidación y, en su caso, con derecho al cobro de la misma. La garantía deberá prestarla el representante. Se considerará siempre al representante como el titular de las garantías a todos los efectos, y específicamente en el caso de ejecución de la garantía en caso de incumplimiento del representante.

En cada momento, un participante solamente podrá acreditar a un único representante.

3.2 Designación del Sujeto de Liquidación Responsable del balance (BRP)

Conforme al artículo 5 del Reglamento (UE) 2019/94, todos los participantes del mercado deben ser responsables financieros de los desvíos que causen en el sistema o delegar contractualmente esta responsabilidad en un BRP de su elección.

En el caso de que la unidad de programación sea de propiedad compartida y participe en el Mercado a través de sus copropietarios o de representación directa, se considerará a todos los efectos como "único BRP" a cada uno de los copropietarios en la proporción que corresponda a su porcentaje de propiedad. A efectos de los procedimientos de operación de liquidaciones se entenderá por unidades de propiedad compartida a las constituidas como Agrupación de Interés Económico (AIE).

El artículo 16 de las Condiciones del Balance establece los criterios para definir la responsabilidad del balance de cada conexión de forma que se evite cualquier hueco o solape en la responsabilidad del balance de los distintos participantes en el mercado que presten servicio en esa conexión, como exige el artículo 18.6.a del Reglamento EB. Al establecer la responsabilidad de cada conexión, se establece la responsabilidad del balance de cada unidad de programación. Cada unidad de programación y cada zona de regulación estarán asignadas en cada momento a un único BRP.

- (a) Cada comercializador y cada consumidor directo puede delegar contractualmente su responsabilidad como BRP de sus unidades de programación a otro BRP con sólo una de las siguientes opciones:
- Al BRP al que ha designado como representante en el Mercado en modalidad de representación indirecta. Cada comercializador y cada consumidor directo delega contractualmente la responsabilidad como BRP en su representante en modalidad indirecta.
 - Al comercializador al que ha designado contractualmente mediante un contrato bilateral con responsabilidad de gestión única entre comercializadoras.
 - Al BRP al que ha designado contractualmente como responsable del balance frente al operador del sistema.

El BRP que ha sido designado con alguna de las opciones anteriores no puede, a su vez, delegar en un tercero su responsabilidad como BRP.

- (b) Cada instalación de producción que forme parte de una zona de regulación delega contractualmente en el titular de la zona de regulación su responsabilidad del balance, en virtud del acuerdo de pertenencia a zona de regulación que hayan firmado entre las partes. El titular de la instalación de producción no puede delegar dicha responsabilidad en otro BRP distinto al de la zona de regulación.
- (c) Cada instalación de producción que no forme parte de una zona de regulación puede delegar contractualmente su responsabilidad como BRP de sus unidades de programación a otro BRP en las condiciones establecidas en el PO 14.8:
- BRP al que ha designado como representante en el Mercado en modalidad de representación indirecta. Cada titular delega contractualmente la responsabilidad como BRP en su representante en modalidad indirecta

- Comercializador con el que ha firmado un contrato de comercialización de la energía vertida por la instalación.
- BRP al que ha designado contractualmente como responsable del balance frente al operador del sistema

El BRP que ha sido designado con alguna de las modalidades anteriores no puede, a su vez, delegar en un tercero su responsabilidad como BRP.

(d) Cada zona de regulación tiene como BRP al sujeto propietario de la misma y no puede delegar su responsabilidad a otro BRP.

El BRP, responsable financiero de los desvíos, será asimismo el responsable de los pagos, de los cobros y de la prestación de las garantías de pago que se deriven de la participación en el Mercado de la unidad de programación/zona de regulación, en particular de los derechos de cobro y obligaciones de pago por la energía asignada para la resolución de restricciones técnicas y de otros conceptos cuya liquidación se ha asignado al operador del sistema que se establecen en el PO 14.4.

3.3 Cambios durante la participación en el Mercado

El BRP, o en su caso el participante en el mercado, deberá comunicar al operador del sistema cualquier cambio en los datos requeridos para su participación en el Mercado conforme a lo establecido en el PO 14.2 y, en su caso, en el PO 14.8.

El BRP no podrá transferir a un tercero sus derechos y obligaciones como BRP sin conocimiento del operador del sistema. En caso de cambio de la entidad legal del BRP como consecuencia de fusiones, absorciones u otras operaciones, estará obligado a comunicar al operador del sistema el cambio con la mayor prontitud y, en todo caso, antes de diez días hábiles de que el cambio tenga efecto legal.

El participante en el mercado que actúe como representante de otros no podrá transferir su representación a otro participante en el mercado. En caso de cambio de la entidad legal del representante como consecuencia de fusiones, absorciones u otras operaciones, el representante estará obligado a comunicar al operador del sistema el cambio con la mayor prontitud y, en todo caso, antes de diez días hábiles de que el cambio tenga efecto legal.

3.4 Suspensión de la participación en el mercado

Desde el inicio de su participación en el Mercado, el participante en el mercado deberá cumplir en todo momento las condiciones de admisión; en caso de incumplimiento de alguna de ellas, el operador del sistema informará de las condiciones incumplidas, comunicándolo al Ministerio y a la CNMC a los efectos de lo dispuesto en el Artículo 19(11) de la Circular 3/2019 y, en su caso, del artículo 47 de la Ley 24/2013, del Sector Eléctrico.

El incumplimiento de la obligación de pago o del deber de prestación de las garantías requeridas en cada momento podrá ser causa de suspensión provisional de acuerdo con lo establecido en los PO 14.7 y 14.3.

El incumplimiento de las obligaciones de información al operador del sistema de los datos necesarios para su participación en el Mercado podrá ser causa de suspensión provisional cuando de dicho incumplimiento se deriven o puedan derivarse errores o perjuicios en el proceso de liquidación.

La suspensión del participante en el mercado supondrá de forma automática la suspensión del mismo como Agente del Mercado Diario; a tal efecto, el operador del sistema comunicará la suspensión y los motivos de la misma al operador del mercado.

En todo caso, la suspensión, sea del tipo que sea, no eximirá al participante en el mercado o al BRP en el que haya delegado la responsabilidad del balance del cumplimiento de las obligaciones de pago pendientes derivadas de su participación en el Mercado.

La suspensión de un participante en el mercado o del BRP en el que haya delegado la responsabilidad del balance supondrá automáticamente la suspensión de dicha delegación durante el periodo de suspensión.

3.5 Baja de la participación en el mercado

El participante en el mercado podrá solicitar la baja de su participación con los medios habilitados a tal efecto por el operador del sistema.

Los consumidores directos que dejen de comprar la energía para sus suministros en el mercado y pasen a ser suministrados por un comercializador deberán solicitar su baja como participantes de mercado.

El operador del sistema podrá solicitar la baja al operador del mercado de aquellos comercializadores o consumidores directos para lo que se haya recibido el traslado del Ministerio del cese de actividad. Así mismo, podrá solicitar la baja de los consumidores directos que hayan contratado el suministro con un comercializador.

Si un mismo participante en el mercado participa realizando distintas actividades destinadas al suministro de energía eléctrica, deberá presentar una solicitud de baja de forma separada para cada actividad.

El participante en el mercado deberá notificar en la solicitud la fecha en la que desea finalizar su participación.

La baja del participante en el mercado supondrá la baja del mismo como Agente del Mercado Diario, a tal efecto el operador del sistema coordinará la baja con el operador del mercado y la comunicará al Ministerio y a la CNMC.

En todo caso, la baja no eximirá al participante en el mercado o al BRP en el que haya delegado la responsabilidad del balance del cumplimiento de las obligaciones de pago pendientes derivadas de su participación en el Mercado.

4. Condiciones del proceso de liquidación

4.1 Confidencialidad

La información sobre las anotaciones en cuenta de cada participante en el mercado será confidencial para el resto de participantes. El operador del sistema podrá publicar información agregada de todos los participantes, o de agrupaciones de ellos, sin necesidad de consentimiento de los mismos, cuya información sea objeto de la agregación.

Una vez transcurrido el periodo de confidencialidad, en la liquidación Intermedia provisional del mes M se publicarán las cuotas de producción y demanda por BRP.

Los datos relativos a la actividad del participante en el mercado del que sean requeridos al operador del sistema por la CNMC y por los organismos competentes de la Administración serán facilitados sin necesidad de consentimiento del mismo.

En caso de que el operador del sistema habilite a un tercero para realizar las actividades que le autorice la normativa vigente, comunicará al Tercero Autorizado los datos que resulten necesarios para realizar sus actividades sin necesidad de consentimiento. El Tercero Autorizado comunicará al operador del sistema la información que éste le requiera sobre la actuación del BRP en las actividades que desempeñe el Tercero Autorizado sin necesidad de consentimiento del mismo.

Los datos del participante en el mercado no podrán ser revelados a otros terceros, diferentes de los anteriormente indicados, sin el consentimiento expreso del mismo excepto en lo dispuesto en la normativa del Mercado referente a la información de carácter público, en cuyo caso la información se hará pública de acuerdo con la normativa vigente sin necesidad de consentimiento expreso.

4.2 Comunicaciones

Las comunicaciones se realizarán a las personas y direcciones que figuren en la base de datos de BRP a través de los medios y formatos que para cada actividad del proceso de liquidación determine el operador del sistema. En caso de indisponibilidad de los medios habituales, el operador del sistema indicará los medios alternativos.

A efectos del cómputo de los plazos establecidos con relación a las comunicaciones entre el BRP y el operador del sistema, se considerará como fecha de comunicación el día hábil en que se reciba la comunicación o, en su caso, el primer día hábil siguiente a la fecha de recepción de la comunicación. Las comunicaciones recibidas a partir de las 15:00 se considerarán como recibidas el siguiente día hábil.

4.3 Reclamaciones

El BRP de cada participante, y en su caso el representante en nombre ajeno, será el único autorizado para presentar reclamaciones a las anotaciones en su cuenta en los plazos establecidos en el calendario del proceso de liquidación. Las reclamaciones se presentarán utilizando los medios establecidos por el operador del sistema.

El BRP podrá establecer el carácter confidencial o público de la reclamación presentada, pudiendo cambiar en cualquier momento del proceso de resolución de la reclamación dicho carácter. Las reclamaciones públicas serán puestas a disposición del resto de BRP.

El operador del sistema dispondrá de cinco días hábiles para resolver la reclamación presentada.

En caso de que la reclamación haya sido resuelta como estimada quedará cerrada y entendida la conformidad del que la presentó.

En caso de que la reclamación haya sido resuelta como desestimada, el BRP dispondrá de cinco días hábiles para aportar información adicional sobre la misma. En este caso, el operador del sistema dispondrá de tres días hábiles para comunicar la resolución final de la reclamación al BRP que la presentó. En ambos casos se podrá disponer de un mayor plazo previa justificación.

En caso de que la reclamación haya sido resuelta finalmente como desestimada, el BRP dispondrá 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 BRP 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 30.3 de la *Ley 24/2013 de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico*.

4.4 Régimen del proceso de liquidación

El operador del sistema no responderá de las consecuencias de las actuaciones en las que intervengan los BRP 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 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 e energía eléctrica ni de los riesgos derivados del funcionamiento del mismo.

El operador del sistema podrá elaborar guías para la eficaz utilización por los BRP de los sistemas informáticos que requiera el proceso de liquidación y de la información puesta a su disposición a través de dichos sistemas.

5. Registro de anotaciones en cuenta

El operador del sistema tendrá un Registro de Anotaciones en Cuenta donde llevará a cabo una anotación en la cuenta del BRP correspondiente a cada uno de los derechos de cobro y de las obligaciones de pago de cada unidad de programación y zona de regulación en cada periodo de programación.

El Registro de Anotaciones en Cuenta contendrá, como mínimo, la siguiente información sobre cada transacción anotada:

- Fecha de la transacción
- Periodo horario de programación
- Segmento de mercado de la anotación: tipo servicio de ajuste, otros
- Identificación como derecho de cobro o como obligación de pago
- Código que identifica la anotación de manera que permita al BRP determinar de manera inequívoca la fórmula de cálculo que se ha aplicado en la anotación
- Código de la unidad de programación o de la zona de regulación
- En su caso, número de contrato bilateral de la unidad de programación
- Energía o potencia que se valora en MWh o MW respectivamente con la precisión que se establezca en el procedimiento de operación donde se determina el procedimiento de asignación de la energía o potencia. En el caso de anotaciones que sean resultado

- de reparto de costes o de valoraciones adicionales, se indicará el valor de la magnitud que ha servido para establecer la cuota de reparto o la valoración adicional
- Sentido de la energía anotada
 - Precio en euros por MWh o en euros por MW
 - Cuantía anotada, en euros con dos decimales
 - BRP
 - Representado, si el participante es un representante en cualquiera de las modalidades.
 - Representante en nombre ajeno, en su caso.
 - Número de facturación en la que factura la anotación según el calendario de liquidación
 - Fecha y hora de registro de la anotación

El Registro de Anotaciones en Cuenta de cada BRP será puesto a disposición del mismo, en los términos y plazos descritos en el calendario del proceso de liquidación.

6. Calendario del proceso de liquidación

Para cada mes M tendrán lugar los siguientes procesos de liquidación:

- En el mes M, la Liquidación Inicial Provisional Primera.
- En el mes M+1, la Liquidación Inicial Provisional Segunda.
- En el mes siguiente al Cierre del mes M+3, establecido en el procedimiento de operación P.O. 10.5, la Liquidación Intermedia Provisional.
- En el mes siguiente al cierre provisional de medidas, la Liquidación Final Provisional.
- En el mes siguiente al cierre definitivo de medidas, la Liquidación Final Definitiva.

En el caso de que el cierre de medidas se publique antes del décimo día natural del mes, la liquidación correspondiente tendrá lugar en el mismo mes.

El operador del sistema podrá adaptar el calendario de liquidaciones cuando los procedimientos de medidas cambien el calendario de publicación de medidas, para mantener la coherencia entre ambos.

Las medidas a considerar en cada liquidación serán las que se indican en los apartados siguientes. En caso de ausencia de medidas se aplicará lo dispuesto en el procedimiento de operación 14.4.

Los cobros y pagos de la Inicial Provisional Primera, de la Liquidación Intermedia Provisional, de la Liquidación Final Provisional y de la Liquidación Final Definitiva que tengan lugar en el mismo mes, se realizarán en la misma fecha. En todo caso, los cobros y pagos de las liquidaciones facturadas en el mes de diciembre se realizarán dentro del mismo mes, respetando los plazos entre la expedición de facturas y los pagos y cobros

En el caso de que las liquidaciones mensuales recojan nuevas informaciones sobre programas o precios no incluidos en las liquidaciones anteriores, el operador del sistema lo comunicará a los BRP.

En cada liquidación el operador del sistema declarará como definitivas las anotaciones cuyas cuantías no estén afectadas por información pendiente de publicar o por reclamaciones pendientes de resolver o pendientes de considerar. El resto de anotaciones, en su caso, se declararán como facturadas provisionalmente a cuenta.

Si con posterioridad a la expedición de facturas de una liquidación apareciera una nueva información o cualquier otra circunstancia que afectará a las cuantías de anotaciones facturadas como definitivas, el operador del sistema revisará la calificación de las mismas que pasarán a ser facturadas como provisionales a cuenta comunicándolo a los BRP.

Las anotaciones facturadas como definitivas o como provisionales en cada una de las liquidaciones permanecerán en el Registro de Anotaciones en Cuenta como mínimo el tiempo fijado en la legislación sobre la conservación de facturas, no siendo suprimidas por liquidaciones posteriores.

6.1 Liquidación Inicial Provisional

La Liquidación Inicial Provisional de un mes natural se realizará en las dos fases quincenales siguientes:

- Liquidación Inicial Provisional Primera de los días 1 al 15, que dará lugar a una facturación.
- Liquidación Inicial Provisional Segunda del mes completo, que dará lugar a una facturación por diferencias respecto a la Liquidación Inicial Provisional Primera.

La Liquidación Inicial Provisional Segunda incluirá las nuevas informaciones de la primera quincena que pudieran estar disponibles tras la facturación de la Liquidación Inicial Provisional Primera.

El operador del sistema podrá incrementar la frecuencia del proceso de liquidación estableciendo en el proceso de Liquidación Inicial Provisional un horizonte semanal, diario o cualquier otro. El Operador del Sistema comunicará a los participantes en el mercado, al Ministerio y a la CNMC, con tres meses de antelación, el calendario de liquidación adaptado al nuevo horizonte.

En la Liquidación Inicial Provisional solamente se tendrán en cuenta medidas procedentes de equipos de medida de interconexiones internacionales, de instalaciones peninsulares de producción, de consumo de bombeo que cumplan los requisitos del PO 10.5.

En la Liquidación Inicial Provisional Segunda adicionalmente se considerarán medidas de consumo tipo 1, 2 y 3 de participantes acogidos a la liquidación potestativa, según el apartado 6.6 de este procedimiento.

La secuencia de operaciones de la Liquidación Inicial Provisional será la siguiente:

(a) Segundo día hábil posterior al día D del mes M

El operador del sistema calculará y anotará los derechos de cobro y las obligaciones de pago correspondientes al día D con la información disponible. Se calcularán y anotarán igualmente los derechos de cobro y las obligaciones de pago correspondientes a los días del mes M anteriores al día D con la nueva información disponible sobre dichos días.

El operador del sistema pondrá a disposición de cada BRP el Registro de Anotaciones en su Cuenta mediante copia electrónica del mismo y junto con la información imprescindible para que el BRP pueda comprobar las cuantías anotadas, respetando la normativa vigente de confidencialidad.

Quedará abierto el plazo de reclamaciones sobre las cuantías anotadas u omitidas en el Registro de Anotaciones en Cuenta correspondientes a los días del mes M hasta

el día D, permaneciendo dicho plazo abierto hasta el día de cierre de reclamaciones de la Liquidación Final Definitiva del mes M.

En el caso de que los cálculos de días anteriores al día D recojan nuevas informaciones sobre programas o precios, el operador del sistema lo comunicará a los BRP junto con el cálculo del día D.

(b) Segundo día hábil posterior al día 15 del mes M

Antes de las 15:00, se realizará la publicación de avance del Registro de Anotaciones en Cuenta correspondiente a los días 1 al 15 con los derechos de cobro y las obligaciones de pago calculados con la información disponible hasta las 10:00.

(c) Quinto día hábil posterior al día 15 del mes M

Antes de las 15:00, se realizará la publicación de cierre del Registro de Anotaciones en Cuenta correspondiente a los días 1 al 15 con los derechos de cobro y las obligaciones de pago calculados con la información disponible hasta las 10:00.

Si existen reclamaciones a las cuantías anotadas u omitidas que hayan sido estimadas y su cálculo sea factible antes de las 10:00, se calcularán los derechos de cobro y las obligaciones de pago afectados. Las reclamaciones pendientes, en su caso, y las estimadas cuyo cálculo no sea factible antes de las 10:00 serán tenidas en cuenta en la siguiente liquidación.

(d) Sexto día hábil posterior al día 15 del mes M

El operador del sistema expedirá las facturas correspondientes a la Liquidación Inicial Provisional Primera y comunicará las notas de abono o cargo de cada BRP.

(e) Noveno día hábil posterior al día 15 del mes M

Se realizarán los pagos de los BRP deudores al operador del sistema y los pagos del operador del sistema a los BRP acreedores según el procedimiento descrito en el PO 14.7.

(f) Tercer día hábil posterior al último día del mes M

Antes de las 15:00, se realizará la última publicación de avance del Registro de Anotaciones en Cuenta correspondiente a los días del mes con los derechos de cobro y las obligaciones de pago calculados con la información disponible hasta las 10:00.

(g) Séptimo día hábil del mes M+1

En caso de disponer de nueva información respecto a la utilizada para la publicación del tercer día hábil, se calcularán los derechos de cobro y las obligaciones de pago con la nueva información disponible hasta las 10:00.

Independientemente de que el cálculo de medida en punto frontera del Concentrador Principal se efectúe el quinto día hábil del mes siguiente con todas las prelacións existentes, dichos valores de energía no se utilizarán para realizar la Liquidación Inicial Provisional si no proceden de equipos registradores que cumplan con el procedimiento del operación 10.5.

Antes de las 15:00, se realizará la publicación de cierre del Registro de Anotaciones en Cuenta correspondiente a todos los días del mes con los derechos de cobro y las obligaciones de pago calculados con la información disponible hasta las 10:00.

Si existen reclamaciones a las cuantías anotadas u omitidas que hayan sido estimadas y su cálculo sea factible antes de las 10:00, se calcularán los derechos de cobro y las obligaciones de pago afectados. Las reclamaciones pendientes, en su caso, y las estimadas cuyo cálculo no sea factible antes de las 10:00 serán tenidas en cuenta en la siguiente liquidación.

En el caso de que los cálculos recojan nuevas informaciones sobre programas o precios del mes, el operador del sistema lo comunicará a los BRP.

Se realizará la publicación de cierre del Registro de Anotaciones en Cuenta correspondiente a todos los días del mes M para la facturación del mes M.

Se cerrará el Registro de Anotaciones en Cuenta correspondiente a los días del mes con el fin de proceder a la primera expedición de facturas del mes completo.

(h) Octavo día hábil del mes M+1

El operador del sistema expedirá las facturas rectificativas por diferencias respecto a la expedición de facturas correspondiente a la Liquidación Inicial Provisional Primera y comunicará las notas de abono o cargo a cada BRP.

(i) Undécimo día hábil del mes M+1

Se realizarán los pagos de los BRP deudores al operador del sistema y los pagos del operador del sistema a los BRP acreedores según el procedimiento descrito en el PO 14.7.

6.2 Liquidación Intermedia Provisional

El Registro de Anotaciones en Cuenta para todos los días del mes M se volverá a abrir el mes M+3, con el fin de realizar la Liquidación Intermedia Provisional.

En el caso de que la medida mensual elevada a barras de central del conjunto de unidades de comercialización o de consumidor directo de un BRP sea inferior al 90% de su programa final mensual, se utilizará, a efectos de la liquidación, el programa horario de liquidación de sus unidades, como valor de medida horaria en barras de central. Al solo efecto de aplicar el criterio del 90%, la elevación a barras de central se realizará con la última previsión mensual de coeficientes de pérdidas del apartado 2.b) de la disposición adicional cuarta del Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación. La diferencia horaria entre el programa y la medida en punto frontera minorará las pérdidas de las redes a efectos del cálculo del coeficiente de ajuste horario K real definido en el Anexo III del PO 14.4.

La liquidación del resto de unidades de comercializadores y consumidores directos se realizará con la medida elevada a barras de central conforme a lo dispuesto en el Anexo III mencionado y en la normativa reguladora de los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

El operador del sistema publicará el calendario de las operaciones de la Liquidación Intermedia Provisional respetando los plazos entre operaciones establecidos para la Liquidación Inicial Provisional Segunda. El operador del sistema procederá a la

expedición de las facturas rectificativas por diferencias respecto a la expedición de facturas correspondiente a las liquidaciones anteriores y comunicará las notas de abono o cargo a cada BRP.

6.3 Liquidación Final Provisional

El Registro de Anotaciones en Cuenta para todos los días del mes M se volverá a abrir el mes siguiente a la publicación por el concentrador principal del cierre provisional de medidas del mes M.

El operador del sistema publicará el calendario de las operaciones de la Liquidación Final Provisional respetando los plazos entre operaciones establecidos para la Liquidación Inicial Provisional Primera. El operador del sistema procederá a la expedición de las facturas rectificativas por diferencias respecto a las expediciones de facturas correspondientes a las liquidaciones anteriores y comunicará las notas de abono o cargo a cada BRP.

6.4 Liquidación Final Definitiva

El Registro de Anotaciones en Cuenta para todos los días del mes M se volverá a abrir el mes siguiente a la publicación por el concentrador principal del cierre definitivo de medidas del mes M tras la resolución de objeciones.

El operador del sistema publicará el calendario de las operaciones de la Liquidación Final Definitiva respetando los plazos entre operaciones establecidos para la Liquidación Inicial Provisional Primera y respetando los plazos de reclamaciones establecidos en el apartado 4.3 de este procedimiento.

El operador del sistema procederá a la expedición de las facturas rectificativas por diferencias respecto a las expediciones de facturas correspondientes a las liquidaciones anteriores y comunicará las notas de abono o cargo a cada BRP.

Una vez que se hayan resuelto las reclamaciones pendientes, el operador del sistema declarará todas las anotaciones en cuenta como definitivas y cerrará definitivamente el Registro de Anotaciones en Cuenta para dicho mes M. No se realizarán nuevas liquidaciones del mes M aunque aparezcan nuevas informaciones con posterioridad al cierre de la Liquidación Final Definitiva salvo lo establecido en el apartado 6.5.2.

6.5 Liquidación Excepcional

6.5.1 Liquidación Excepcional por suspensión o baja de un BRP

Si un BRP queda suspendido temporal o definitivamente de su participación en el Mercado por incumplimiento de su obligación de pago, por no prestar sus garantías de pago, por estar incurso en un procedimiento concursal, por baja de su participación en el Mercado o por cualquier causa análoga, el operador del sistema podrá realizar una Liquidación Excepcional para proceder al cierre definitivo del Registro de Anotaciones en Cuenta del BRP correspondientes a todos los meses pendientes con la mayor prontitud posible. A tal efecto, el operador del sistema podrá establecer un mecanismo excepcional para proceder al cierre definitivo de las medidas correspondientes al Sujeto. El operador del sistema justificará dicho mecanismo ante los sujetos afectados y la CNMC.

6.5.2 Liquidación Excepcional Post-Final por error material

Si tras el cierre definitivo del Registro de Anotaciones en Cuenta para el mes M, el operador del sistema detecta un error material en el proceso de la liquidación de dicho

mes, se realizará una Liquidación Excepcional Post-Final corrigiendo el error material siempre que el error material sea de tal naturaleza que no podía haber sido detectado por ningún BRP, que el total de las cuantías anotadas afectadas sea superior a la milésima parte del total de las cuantías anotadas del mes M y que no haya transcurrido un año desde el cierre definitivo del Registro de Anotaciones en Cuenta para el mes M. En caso de realizarse esta Liquidación Excepcional Post-Final, se utilizaría la información disponible aparecida con posterioridad al cierre de la Liquidación Final.

6.5.3 Liquidación Excepcional por otros motivos

En el caso en que, por razones de urgencia o por indisponibilidad de los sistemas informáticos de gestión, por fuerza mayor u otra causa justificada, no sea posible realizar una liquidación en los plazos o con los criterios previstos en los procedimientos de operación, el operador del sistema podrá adoptar las decisiones que considere más oportunas, retrasando la liquidación o estableciendo criterios transitorios para una liquidación excepcional. El operador del sistema justificará sus actuaciones a posteriori ante los sujetos afectados y la CNMC. En el caso de realizarse una liquidación excepcional con criterios transitorios, la liquidación normal, con los criterios previstos en los procedimientos de operación, se realizará tan pronto como se solucionen las causas que justificaron la excepcionalidad.

6.6 Liquidación potestativa del desvío del consumo de clientes tipo 1, 2 y 3

Los BRP que adquieran energía para clientes con puntos frontera de tipo 1,2 y 3 podrán solicitar al operador del sistema, para cada una de sus unidades de programación, la liquidación provisional de los desvíos horarios del consumo en barras de central de estos clientes en la Liquidación Inicial Provisional Segunda en las condiciones establecidas en el apartado 6.6.1.

La elevación a barras de central se realizará con la última previsión mensual de coeficientes de pérdidas del apartado 2.b) de la disposición adicional cuarta del *Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación.*

6.6.1. Condiciones de la liquidación potestativa

Los requisitos necesarios para realizar la liquidación potestativa del mes M en la Liquidación Inicial Provisional Segunda son los siguientes:

- a) La comunicación al operador del sistema del porcentaje del programa final de cada hora del mes M que corresponde al consumo previsto en barras de central en la hora de los clientes de tipo 1, 2 y 3. Los porcentajes anteriores se actualizarán al menos semanalmente y deberá estar comunicados para todas las horas del mes M antes del tercer día hábil del mes M+1.
- b) La comunicación de los Encargados de la Lectura al Concentrador Principal de más del 90% de los valores horarios de medidas del mes M de los puntos frontera de los clientes de tipo 1,2 y 3 del participante en el mercado.
- c) La realización de las comunicaciones del participante en el mercado en el formato electrónico y con la frecuencia establecidos por el operador del sistema antes del tercer día hábil del mes M+1.

Sin perjuicio de lo establecido en el procedimiento de operación 10.11, los Encargados de la Lectura deberán comunicar diariamente al Concentrador Principal la información de medidas de los puntos de tipo 1, 2 y 3 del participante en el mercado con liquidación potestativa.

En el caso de que no se disponga en el Concentrador Principal del 100% de los valores horarios de medidas del mes M de los puntos frontera de tipo 1, 2 y 3 del participante en el mercado, se multiplicarán todos los valores horarios disponibles por el coeficiente $k=100/p$ siendo p el porcentaje del número de valores horarios del mes M disponibles en el Concentrador Principal respecto al total esperable de 24 valores diarios por cada día del mes M en el que el punto frontera está asignado al participante en el mercado.

El operador del sistema liquidará el desvío de la cuota del programa correspondiente al consumo en barras de central de los clientes de tipo 1, 2 y 3 conforme a lo dispuesto en el procedimiento de operación 14.4 para las liquidaciones de desvíos con cierre de medidas de demanda.

En todo caso, el operador del sistema podrá denegar la solicitud de liquidación potestativa de un mes si las medidas disponibles son manifiestamente insuficientes. En particular, podrá denegar la liquidación potestativa en un mes si las medidas de tipo 1, 2 y 3 disponibles, elevadas a barras de central, son inferiores al 90% de su programa.

6.7 Días inhábiles y festivos de ámbito nacional

A efectos del proceso de liquidación serán días inhábiles: los sábados, los domingos, los festivos en la plaza de Madrid, el 24 de diciembre, el 31 de diciembre, y los que, hasta un máximo de dos días anuales, determine el operador del sistema.

El operador del sistema pondrá a disposición de los participantes del mercado, antes del inicio de cada año natural, la relación de los días inhábiles que no sean sábados ni domingos.

A efectos del cálculo de los derechos de cobro y de las obligaciones de pago en los que corresponda su aplicación, el operador del sistema pondrá a disposición de los participantes en el mercado, antes del inicio de cada año natural, la relación de los días festivos de ámbito nacional a los que se refiere el anexo II de la Orden ITC/2794/2007, de 27 de septiembre, por el que se establecen las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007.

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

I. ASPECTOS GENERALES

1. Objeto.

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

Los servicios de ajuste del sistema incluyen:

- a. La resolución de restricciones técnicas establecidas en el procedimiento de operación 3.2.
- b. La activación de energías de balance procedentes del producto de reserva de sustitución (RR) establecida en el procedimiento de operación 3.3.
- c. Los servicios complementarios de regulación secundaria establecidos en el procedimiento de operación 7.2.
- d. Los servicios complementarios de regulación terciaria establecidos en el procedimiento de operación 7.3.
- e. 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 **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 **PMD** en las fórmulas de este procedimiento de operación se entenderán como referidas al precio del mercado diario.

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.

«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 producto RR» o «Programas de intercambio RR»: programas de intercambio establecidos como energía de balance del producto de reservas de sustitución (Replacement Reserves, RR por sus siglas en inglés).

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

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 una 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 futuro producto de balance «*manual Frequency Restoration Reserve*» (mFRR).
- (c) Regulación secundaria. Se corresponde con el futuro producto de balance «*automatic Frequency Restoration Reserve*» (aFRR).

La liquidación de la energía de balance asignada se realiza en cada dirección, a subir y a bajar, al precio marginal de cada servicio según se establece en los apartados 5, 6 y 7.

La liquidación del incumplimiento de la energía neta de balance 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:

$$DCRR_u = \sum_q ERRS_u \times PMRR$$

donde:

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

$PMRR$ = Precio marginal cuartohorario del producto RR

En el caso de que el $PMRR$ sea negativo, la activación dará lugar a una obligación de pago.

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:

$$DCRRSCF_u = \sum_q ERRSCF_u \times \max (PMRR, POFRRS_u)$$

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 cuartohorario de la oferta activada del producto RR a la unidad u por razones de control de flujo en la interconexión.

En el caso de que $\max (PMRR, POFRRS_u)$ sea negativo, la activación dará lugar a una obligación de pago.

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:

$$OPRR_u = \sum_q ERRB_u \times PMRR$$

donde:

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

$PMRR$ = Precio marginal cuartohorario del producto RR.

En el caso de que el $PMRR$ sea negativo, la activación dará lugar a un derecho de cobro.

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:

$$OPRRBCF_u = \sum_q ERRBCF_u \times \min (PMRR, POFRRB_u)$$

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 cuartohorario de la oferta activada del producto RR a la unidad u por razones de control de flujo en la interconexión.

En el caso de que $\max (PMRR, POFRRB_u)$ sea negativo, la activación dará lugar a un derecho de cobro.

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, para cada hora, 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 para cada hora según la fórmula siguiente:

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

6. Regulación terciaria.

6.1. Regulación terciaria a subir.

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

$$DCTER_u = ETERS_u \times PMTERS$$

donde:

$ETERS_u$ = Energía terciaria asignada a subir a la unidad u .

$PMTERS$ = Precio marginal de la asignación de terciaria a subir.

b) Si la asignación se realiza por mecanismo excepcional de resolución, el precio a aplicar será el resultado del producto de 1,15 por el precio marginal de regulación terciaria a subir de la hora cuando dicho precio marginal sea mayor o igual a 0. Si el precio marginal de regulación terciaria a subir es menor que 0, el precio a aplicar será el resultado del producto de 0,85 por el precio marginal de regulación terciaria a subir.

En su defecto, el precio a aplicar será el resultado del producto de 1,15 por el precio marginal del mercado diario cuando dicho precio sea mayor o igual a 0. Si el precio marginal del mercado diario es menor que 0, el precio a aplicar será el producto de 1,15 por el valor medio aritmético del precio marginal horario resultante del mercado diario en el mes inmediato anterior en el periodo horario correspondiente.

6.2. Regulación terciaria a bajar.

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

$$OPTER_u = ETERB_u \times PMTERB$$

donde:

$ETERB_u$ = Energía terciaria asignada a bajar a la unidad u .

$PMTERB$ = Precio marginal de la asignación de terciaria a bajar.

b) Si la asignación se realiza por mecanismo excepcional de resolución, el precio a aplicar será el resultado del producto de 0,85 por el precio marginal de regulación terciaria a bajar de la hora cuando dicho precio marginal sea mayor o igual a 0. Si el precio marginal de regulación terciaria a bajar es menor que 0, el precio a aplicar será el resultado del producto de 1,15 por el precio marginal de regulación terciaria a bajar.

En su defecto, el precio a aplicar será el resultado del producto de 0,85 por el precio marginal del mercado diario cuando dicho precio sea mayor o igual a 0. Si el precio marginal del mercado diario es menor que 0, el precio a aplicar será el resultado del producto de 1,15 por el precio marginal del mercado diario.

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 según la fórmula siguiente:

$$DCSEC_z = ESECS_z \times PMSECS \times CATS$$

donde:

CATS = 1 si no se ha agotado la escalera de terciaria a subir, en caso contrario, CATS será igual a 1,15.

ESECS _{z} = Energía de regulación secundaria a subir aportada por la zona de regulación z .

PMSECS = Precio marginal de la energía de regulación secundaria aportada a subir.

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 según la fórmula siguiente:

$$OPSEC_z = ESECB_z \times PMSECB \times CATB$$

donde:

CATB = 1 si no se ha agotado la escalera de terciaria a bajar, en caso contrario CATB será igual a 0,85.

ESECB _{z} = Energía de regulación secundaria aportada a bajar por la zona de regulación z .

PMSECB = Precio marginal de la energía de regulación secundaria aportada a bajar. El precio marginal horario de la energía de regulación secundaria a bajar estará limitado por el valor de precio máximo vigente en el Mercado Diario, y por el valor de precio mínimo vigente en el Mercado Diario cuando el precio marginal de la energía de regulación terciaria haya resultado superior o igual a 0.

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 zona de regulación y de forma agregada para las unidades de programación con asignación de energía de balance RR y energía terciaria del mismo BSP no pertenecientes a zona de regulación.

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 BSP, o del BSP, 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 zona de regulación 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 de la zona de regulación z o del BSP s se calculará de la forma siguiente:

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

donde:

$\text{EINCLEBALS}_{z,s}$ = Energía incumplida de asignación neta de energía de balance RR y terciaria a subir de la zona z o del BSP s. Se tomará valor cero si en la hora la zona de regulación o el BSP tienen asignado un saldo neto a bajar de energía por restricciones en tiempo real. Si en la hora la zona de regulación o el BSP 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 zona de regulación z o cada BSP s se calculará según la fórmula siguiente:

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

donde:

MBC_u = medida en barras de central, según se establece en el Anexo III, de cada unidad de programación integrada en la zona de regulación z o perteneciente al BSP s.

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

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

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

$\text{PBAL}_{z,s}$ = precio medio de la energía asignada a subir de energía de balance RR y regulación terciaria a las unidades integradas en la zona de regulación z o las unidades pertenecientes al BSP s.

$$\text{PBAL}_{z,s} = \left[\sum_u (\text{ETERS}_u \times \text{PMTERS}) + \sum_q \sum_u (\text{ERRS}_{,u} \times \text{PMRR}) + \sum_q \sum_u (\text{ERRSCF}_u \times \text{máx} (\text{PMRR} , \text{POFRRB}_u)) \right] / \left[\sum_u \text{ETERS}_u + \sum_u \text{ERRS}_u + \sum_q \sum_u (\text{ERRSCF}_u) \right]$$

Opcionalmente, y previa solicitud al operador del sistema, la obligación de pago por incumplimiento de asignación neta a subir de energía de balance RR y terciaria del BSP, s, se repartirá entre las unidades de programación u con incumplimiento a subir del BSP, en proporción a su incumplimiento, según las fórmulas del Anexo I.

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 BSP, o del BSP, 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 zona de regulación 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 de la zona de regulación z o del BSP s se calculará de la forma siguiente:

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

donde:

$EINCLEBALB_{z,s}$ = Energía incumplida de asignación neta de energía de balance RR y terciaria a bajar la zona z o del BSP s. Se tomará valor cero si en la hora la zona de regulación o el BSP tienen asignado un saldo neto a subir de energía por restricciones en tiempo real. Si en la hora la zona de regulación o el BSP 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 zona de regulación z o cada BSP s se calculará según la fórmula siguiente:

$$EINCLEBALB_{z,s} = - \text{mín} (- STGB_{z,s} , \text{máx} (0, \sum_{z,s} MBCu - EREFB_u))$$

donde:

$MBCu$ = medida en barras de central, según se establece en el Anexo III, de cada unidad de programación integrada en la zona de regulación z o perteneciente al BSP s.

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

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

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

Opcionalmente, previa solicitud al operador del sistema, la obligación de pago por incumplimiento de asignación neta a bajar de energía de balance RR y terciaria del BSP, s,

se repartirá entre las unidades de programación con incumplimiento a bajar del BSP, en proporción a su incumplimiento según las fórmulas del Anexo I.

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 energía de balance RR y/o 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 el apartado 26 de este procedimiento.

Energía de balance intercambiada entre TSO

9. Intercambios internacionales de energía de balance.

9.1. Intercambios transfronterizos de energía de balance del producto RR entre sistemas eléctricos.

Los intercambios transfronterizos de energía de balance del producto RR entre sistemas que realice el operador del sistema se valoraran al precio indicado en los apartados siguientes. Se realizará una anotación horaria para cada interconexión en la cuenta del operador del sistema, a efectos de su liquidación de acuerdo con lo establecido en el PO14.6.

9.1.1. Intercambio de energías de balance en sentido importador.

Si el intercambio transfronterizo de energías de balance del producto RR tiene sentido importador, se anotará un derecho de cobro en cada interconexión i que se calculará mediante la fórmula siguiente:

$$DCITBi = \sum (EIITBi, \times PMRR)$$

donde:

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

$PMRR$ = Precio marginal del producto RR.

9.1.2. Intercambio de energía de balance en sentido exportador.

Si el intercambio transfronterizo de energía de balance del producto RR es en sentido exportador se anotará una obligación de pago en cada interconexión i que se calculará con la fórmula siguiente:

$$OPITBi = \sum (EEITBi \times PMRR)$$

donde:

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

$PMRR$ = Precio marginal del producto RR.

9.2. 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 IN, serán valorados al precio indicado en los apartados siguientes.

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

9.2.1. 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:

$$DCIINi = \sum_i (EIINi \times PIN)$$

$EIINi,b$ = 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 5 del Anexo V del procedimiento de operación 7.2.

9.2.2. 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:

$$OPEINi = \sum_i (EEINi \times PIN)$$

$EEINi,b$ = 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 5 del Anexo V del procedimiento de operación 7.2.

III. LIQUIDACIÓN DE LOS DESVÍOS

10. Liquidación del desvío del BRP.

10.1. 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 12.1. El derecho de cobro se calculará con la fórmula siguiente:

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

10.2. 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 12.2. La obligación de pago se calculará con la fórmula siguiente:

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

10.3. Desvío cero del BRP.

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

10.4. Liquidación opcional de los desvíos por unidades de programación y zonas de regulación de cada BRP.

Opcionalmente, y previa solicitud del BRP al operador del sistema, se podrán calcular los derechos de cobro y obligaciones de pago por el desvío de cada una de las unidades de programación y zonas de regulación del BRP conforme a lo establecido en el Anexo II

11. Cálculo del desvío de cada BRP.

Cada BRP tendrá dos posiciones finales para la determinación de la energía del desvío: generación y consumo.

El desvío de cada BRP por la posición de generación es la diferencia entre la medida asignada a la posición final de generación del BRP y la suma de la posición final de generación del BRP y del ajuste del desvío de generación.

El desvío de cada BRP por la posición de consumo es la diferencia entre la medida asignada a la posición final de consumo del BRP y la suma de la posición final de consumo del BRP y del ajuste del desvío de consumo.

El desvío $DESV_{brp}$ se calcula, de forma separada para la posición de generación y para la posición de consumo, según la fórmula siguiente:

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

donde:

MEDBC _{brp}	=	Medidas en barras de central del BRP
POSFIN _{brp}	=	Posición final del BRP
AJUDSV _{brp}	=	Ajuste del desvío del BRP

11.1. Medida en barras de central de cada posición de generación y consumo de un BRP.

La medida MEDBC_{brp} en barras de central de cada posición de un BRP es la suma de las medidas horarias en barras de central de cada unidad de programación de generación o de consumo 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 III.

11.2. Posición final de un BRP.

Cada BRP tendrá dos posiciones finales para la determinación de la energía del desvío: generación y consumo.

La posición final POSFIN_{brp} de un BRP es la suma de la energía programada de cada una de las unidades de programación que forman parte de la posición final de generación o de consumo del BRP, en el Programa Horario Final definido en el PO 3.1.

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

11.3. 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 y zonas de regulación asignadas a la posición final de generación o consumo de cada 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) asignadas a la posición final de generación o consumo de cada BRP. La energía reducida a unidades de programación de consumidores por órdenes de interrumpibilidad (ERSINT) será también considerada en el cálculo del ajuste del desvío.

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

12. Precios de los desvíos.

El precio del desvío será un precio dual. A efectos de determinar el precio del desvío se calculará el saldo neto horario SNSB de las energías a subir y a bajar asignadas descontando la energía de balance activada para necesidades de balance de otros TSO:

- por la activación de ofertas a BSP internos de energía de balance RR.
- por regulación terciaria.
- por regulación secundaria.
- por intercambios transfronterizos por energía RR.
- por intercambios transfronterizos del proceso de compensación de desequilibrios (IN).

$$SNSB = \sum_u (\sum_q ERRS_u + \sum_q ERRB_u) + (\sum_q ERRSCF_u + \sum_q ERRBCF_u) + \sum_u (ETERS_u + ETERR_u) + \sum_z (ESECS_z + ESECB_z) + \sum_i (EIITBi + EEITBi) + \sum_i (EIINI + EEINI)$$

12.1. Precio de desvíos a subir.

Se definen como desvíos a subir los desvíos en sentido de mayor generación y los desvíos en sentido de menor consumo. El precio del desvío a subir de un BRP, $PDESVS_{brp}$, se calculará con los siguientes criterios.

- (a) Si el saldo neto horario de las energías de balance, SNSB, es a subir, cero o nulo, el precio de los desvíos a subir para el BRP será el precio marginal del mercado diario.

$$\text{Si } SNSB \geq 0, PDESVS_{brp} = PMD$$

- (b) Si el saldo neto horario de las energías de balance, SNSB, es negativo, el precio horario de los desvíos a subir se calculará con la fórmula siguiente:

$$\text{Si } SNSB < 0, PDESVS_{brp} = \text{mínimo (PMD, PMPRTSB)}$$

Siendo PMPRTSB el precio medio ponderado de las energías de balance a bajar asignadas a los BSP del sistema eléctrico peninsular y de energía activada de otros TSOs, descontando la energía de balance activada para necesidades de balance 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.

Si no existe valor para PMPRTSB, el precio de los desvíos a subir será el precio marginal del mercado diario.

12.2. Precio de desvíos a bajar.

Se definen como desvíos a bajar los desvíos en sentido de menor generación y los desvíos en sentido de mayor consumo. El precio del desvío a bajar de un BRP se calculará con los siguientes criterios.

- (a) Si el saldo neto horario de las energías de balance, SNSB, es negativo, cero o nulo, el precio de los desvíos a bajar será el precio marginal del mercado diario.

$$\text{Si SNSB} \leq 0, \text{PDESVB}_{\text{brp}} = \text{PMD}$$

- (b) Si el saldo neto horario de las energías de balance, SNSB, es positivo, el precio horario de los desvíos a bajar se calculará con la fórmula siguiente:

$$\text{Si SNSB} > 0, \text{PDESVB}_{\text{brp}} = \text{máximo (PMD, PMPRTSS)}$$

Siendo PMPRTSS el precio medio ponderado de las energías a subir asignadas a los BSP del sistema eléctrico peninsular y de energía activada de otros TSOs, descontando la energía de balance activada para necesidades de balance 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. El importe y la energía del coste variable del artículo 13.3 b) de la Orden IET 2013/2013 se incluirá el precio PMPRTSS.

Si no existe valor para PMPRTSS, el precio de los desvíos a bajar será el precio marginal del mercado diario.

13. Liquidación de desvíos no asignados a un BRP.

13.1. Desvíos internacionales entre sistemas.

Los desvíos internacionales entre sistemas se calculan como diferencia entre la medida en los puntos frontera con otros sistemas eléctricos y el programa acordado entre los operadores de los sistemas. Se valorarán al precio del desvío establecido en el apartado 12 que sea aplicable realizándose una anotación en una cuenta de compensación horaria para su liquidación de acuerdo con lo establecido en el PO14.6.

En cada hora se sumarán los desvíos internacionales por cada interconexión internacional:

$$\text{DIR} = \sum_{\text{frint}} \text{DIR}_{\text{frint}}$$

donde:

$DIR_{frint} =$ Desvío internacional en la frontera *frint*,

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

$$OPDIR = DIR \times PDESVB$$

13.2. Asignación del saldo de la cuenta de compensación por desvíos internacionales entre sistemas.

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 26, de este procedimiento.

13.3. 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 12 que sea aplicable al sentido correspondiente a la acción de balance. Se realizará una anotación horaria 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:

$$DCAB = ABI \times PDESVS$$

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

$$OPAB = ABE \times PDESVB$$

13.4. 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 el mismo se valorará al precio del desvío establecido en el apartado 12 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 gestión del mercado intradiario continuo como resultado de las transacciones realizadas en el mismo.

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 gestión del mercado intradiario continuo como resultado de las transacciones realizadas en el mismo.

El saldo horario 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 3/2013 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 horario que resulte en la interconexión con Portugal.

13.5. Desvío por incidencias en las plataformas de balance.

En caso de incidencia en el proceso de activación de energías de balance RR en el sistema eléctrico peninsular español, se garantizará la asignación del producto RR 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 horario que resulte se financiará con cargo a las rentas de congestión correspondientes al sistema eléctrico español.

IV. SALDO DE LIQUIDACIÓN DE ENERGÍAS POSTERIORES AL PHF

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

El saldo de la liquidación de energías posteriores al PHF (SALDOLIQ) es la suma de los derechos de cobro y obligaciones de pago de la liquidación horaria de todas las energías posteriores al Programa Horario Final, 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 26.

V. LIQUIDACIÓN DE LA RESERVA DE BALANCE

15. Banda de regulación secundaria.

15.1. Banda de regulación secundaria.

La asignación de potencia para banda de regulación secundaria dará lugar a un derecho de cobro para cada unidad u con banda asignada que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCBAN_u = BAN_u \times PMBAN$$

donde:

BAN_u = Banda de regulación secundaria asignada a la unidad u .

$PMBAN$ = Precio marginal de la banda de regulación secundaria.

En los casos en que se asigne banda de regulación por mecanismo excepcional de resolución, el precio a aplicar será el resultado del producto de 1,15 por el precio marginal de la banda en el periodo horario correspondiente o, en su defecto, por el máximo precio de banda de la misma hora en los siete días anteriores.

15.2. Variación de la banda de regulación secundaria por el funcionamiento de la regulación secundaria en tiempo real.

15.2.1. 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:

$$OPOFFz = OFFz \times PMBAN \times KI$$

siendo:

$$OFFz = - KA_z \times [RNTS + RNTB] \times TOFFz / TRCP$$

donde:

$PMBAN$ = Precio marginal de la banda de regulación secundaria.

KI = Coeficiente de incumplimiento. A la entrada en vigor de este procedimiento de operación, el valor será 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 la hora.

15.2.2. 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:

$$DCRRS_z = RRS_z \times PMBAN \times KB$$

siendo:

$$RRS_z = (RRSP_z + RRBP_z) / TRCP$$

donde:

PMBAN = Precio marginal de la banda de regulación secundaria.

KB = Coeficiente de bonificación que será igual que el coeficiente KI del apartado 15.2.1.

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.

15.2.3. 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:

$$OPRRI_z = RRI_z \times PMBAN \times KI$$

siendo:

$$RRI_z = (RRSN_z + RRBN_z) / TRCP$$

donde:

PMBAN = Precio marginal de la banda de regulación secundaria.

KI = Coeficiente de incumplimiento que será igual que el coeficiente KI del apartado 15.2.1.

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.

RRBNz = 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.

15.3. Coste de la banda de regulación secundaria.

El coste de la banda de regulación secundaria será la suma de los derechos de cobro y obligaciones de pago de los apartados 15.1 y 15.2.

El coste de la banda de regulación secundaria (CFBAN) se integrará en el coste horario de los servicios de ajuste del sistema que se liquidará a la demanda según el apartado 26.

VI. LIQUIDACIÓN DE LA SOLUCIÓN DE RESTRICCIONES TÉCNICAS

16. 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.

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

17.1. Restricciones técnicas del PDBF a subir en fase 1 a unidades de venta con oferta simple.

La asignación de energía a subir para la resolución de restricciones técnicas del PBF con utilización de la oferta simple, por no ser aplicable la oferta compleja, 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:

$$DCERPVPVOS_{u,b} = ERPVPVOS_{u,b} \times POPVPVOS_{u,b} + NACCC_u \times PACH_u$$

donde:

$ERPVPVOS_{u,b}$ = Energía a subir del bloque b de oferta simple de la unidad u asignada en fase 1.

$POPVPVOS_{u,b}$ = Precio ofertado correspondiente a oferta simple para el bloque b de la unidad u .

$NACCC_u$ = Número de arranques de turbinas de gas por cambios requeridos en el modo de funcionamiento de ciclos combinados multieje.

$PACH_u$ = Precio horario del arranque en caliente en la oferta compleja. Se calcula como el precio del arranque en caliente en la oferta compleja correspondiente a las horas que han requerido el arranque adicional de la turbina de gas.

17.2. Restricciones técnicas del PDBF a subir en fase 1 a unidades de venta con oferta compleja.

La asignación de energía a subir para la resolución de restricciones técnicas del PDBF con utilización de la oferta compleja dará lugar a un derecho de cobro de la unidad u que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCERPVPVOC_u = ERPVPVOC_u \times POPVPVDIA_u + DCACCOC_u$$

donde:

$ERPVPVOC_u$ = Energía a subir de la unidad u , en aplicación de la oferta compleja.

POPVPVDIA_u = Precio aplicable para todas las horas del día resultante de la aplicación de la oferta compleja y obtenido del siguiente modo:

$$\text{POPVPVDIA}_u = \min (\text{IMPPVP}_u, \text{IMPPHFC}_u) / \sum_h \text{ERPVPVOC}_{u,h}$$

DCACCCu = Derecho de cobro por arranques de turbinas de gas por cambios requeridos en el modo de funcionamiento de ciclos combinados multieje, donde:

$$\text{DCACCCu} = \text{NACCCu} \times \text{PACHu}$$

Siendo IMPPVP_u e IMPPHFC_u los ingresos diarios de la unidad *u* que resultarían de la aplicación de la oferta compleja al programa por restricciones en el Programa Diario Viable Provisional (PDVP) y al Programa Horario Final definitivo (PHFC) respectivamente, según lo establecido a continuación:

$$\text{IMPPVP}_u = \text{NAF}_{u,pvp} \times \text{PAF}_u + \text{NAC}_{u,pvp} \times \text{PAC}_u + \text{NHES}_{u,pvp} \times \text{PHC}_u + \text{ERPVP}_u \times \text{PEC}_u$$

donde:

NAF_{u,pvp} = Número de arranques diarios en frío programados en PDVP.

PAFu = Precio del arranque en frío en la oferta compleja.

NAC_{u,pvp} = Número de arranques diarios en caliente programados en PDVP

PACu = Precio del arranque en caliente en la oferta compleja.

NHES_{u,pvp} = Número de horas diarias con energía a subir para la resolución de restricciones técnicas del PDBF con utilización de la oferta compleja

PHCu = Precio por hora en la oferta compleja.

ERPVPu = Energía diaria a subir para la resolución de restricciones técnicas del PDBF con utilización de la oferta compleja.

PECu = Precio por energía en la oferta compleja.

Se considera que existe un arranque programado en PDVP en la hora *h* cuando en dicha hora no hay energía asignada por PDBF, hay energía asignada por restricciones técnicas a subir en fase 1 y en la hora anterior no hay energía asignada ni en PBF ni por restricciones técnicas en fase 1 a subir. Si el bloque de horas anteriores y contiguas a la hora *h* con programa cero de PDBF más fase 1 a subir es igual o menor que cuatro, el arranque programado será en caliente. En caso contrario será en frío.

$$\text{IMPPHFC}_u = \text{NAF}_{u,phfc} \times \text{PAF}_u + \text{NAC}_{u,phfc} \times \text{PAC}_u + \text{NHR}_{u,phfc} \times \text{PHC}_u + \text{PHFC}_{u,phfc} \times \text{PEC}_u - \text{IMDCBMI}$$

donde:

$NAF_{u,phfc}$	=	Número de arranques diarios en frío programados en PHFC
PAF_u	=	Precio del arranque en frío en la oferta compleja
$NAC_{u,phfc}$	=	Número de arranques diarios en caliente programados en PHFC
PAC_u	=	Precio del arranque en caliente en la oferta compleja
$NHR_{u,phfc}$	=	Número de horas diarias con PHFC mayor que cero
PHC_u	=	Precio por hora en la oferta compleja
$PHF_{u,phfc}$	=	Energía diaria del PHFC en el día
PEC_u	=	Precio por energía en la oferta compleja
$IMDCBMI_u$	=	Suma de ingresos diarios en las tres primeras horas en el mercado diario y contratos bilaterales, calculados por valoración a precio marginal del mercado diario de la energía del PDBF, y del saldo diario del mercado intradiario, de la fase 2 de restricciones del PDBF.

La energía del mercado intradiario continuo se valorará al precio marginal del mercado diario. Si $IMDCBMI < 0$, entonces $IMDCBMI = 0$

Si $IMPPHFC_u < 0$, entonces $IMPPHFC_u = 0$

Se considera que existe un arranque programado en PHFC en la hora h cuando en dicha hora no hay energía asignada por PDBF, hay energía asignada por restricciones técnicas en fase 1 a subir y en alguna hora anterior no hay energía asignada en PHFC. Si el bloque de horas anteriores y contiguas a la hora h con programa cero de PHFC es igual o menor que cuatro el arranque programado será en caliente. En caso contrario será en frío.

17.3. 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:

$$\begin{aligned} DCERPVPVMER_u &= ERPVPVMER_u \times 1,15 \times PMD && \text{si } PMD \geq 0 \\ DCERPVPVMER_u &= ERPVPVMER_u \times 1,15 \times PMED && \text{si } PMD < 0 \end{aligned}$$

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 horario resultante del mercado diario en el mes inmediato anterior en el periodo horario correspondiente.

17.4. Restricciones técnicas del PDBF a subir en fase 1 a unidades de adquisición de consumo de bombeo y de exportación.

La asignación de energía a subir para la resolución de restricciones técnicas del PDBF a unidades de adquisición de consumo de bombeo y de exportación dará lugar a un derecho de cobro de la unidad u , que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCERPVP_{Cu} = ERPVPC_u \times PMD$$

donde:

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

17.5. Restricciones técnicas del PBF a bajar en fase 1 a unidades de venta.

La asignación de energía a bajar para la resolución de restricciones técnicas del PDBF a unidades de venta dará lugar a una obligación de pago para la unidad u , que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPERVPV_{Vu} = ERPVPV_{Bu} \times PMD$$

donde:

ERPVP V_{Bu} = Energía a bajar redespachada para la resolución de restricciones técnicas del PDBF de la unidad de venta u .

17.6. Incumplimientos de los arranques o de las asignaciones a subir de fase 1.

Se revisarán los arranques programados comprobando que han sido efectivamente realizados según las medidas 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 los últimos 5 periodos horarios de programación del día anterior al día objeto de liquidación. En el caso de ciclos combinados multiteje, los arranques de turbinas de gas adicionales se revisarán comprobando que han sido efectivamente realizados según las medidas de cada turbina. En el caso de que no se disponga de medida individualizada, la medida de cada turbina se estimará en proporción a su potencia.

Si hay reducción en el número de arranques o variación del tipo de arranque se recalcularán los derechos de cobro calculados en los apartados 17.1 y 17.2 utilizando el número y tipo de arranques efectivamente realizados.

En el caso de que en todas las horas 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 calculados y revisados según el párrafo anterior.

En el caso de que la medida de una hora sea inferior a la programada por seguridad en el PDVP se anotará una obligación de pago o un derecho de cobro calculados según la fórmula siguiente:

$$\text{OPEINCPVP}_u = \text{EINCPVP}_u \times (\text{PMEDPVPS}_u - \text{PMD}) \quad \text{si } \text{PMEDPVPS}_u > \text{PMD}$$

$$\text{DCEINCPVP}_u = \text{EINCPVP}_u \times (\text{PMD} - \text{PMEDPVPS}_u) \quad \text{si } \text{PMD} > \text{PMEDPVPS}_u$$

donde:

EINCPVP_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:

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

donde:

$$\text{MEDRTR} = \text{MBC} \quad \text{si } \text{RTR} \geq 0 \text{ o si } \text{PVP} \leq \text{PHFC} + \text{TG}$$

$$\text{MEDRTR} = \text{máx} (\text{PDBF}, \text{MBC}) + \text{mín} [\text{PVP} - (\text{PHFC} + \text{TG}), - \text{RTR}], \quad \text{si } \text{RTR} < 0 \text{ y } \text{PVP} \geq \text{PHFC} + \text{TG}$$

MEDRTR = Medida empleada 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.

MBC = Medida en barras central, según se establece en el Anexo III.

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.

17.7. 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.

17.8. Energía programada a subir en fase 2 de restricciones técnicas con oferta simple 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 simple de la unidad u asignada en fase 2.

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

17.9. Energía programada a subir a unidades de adquisición en fase 2 de restricciones técnicas sin oferta simple presentada.

La energía asignada a subir para resolver un déficit de generación y obtener así un programa equilibrado generación-demanda a unidades de 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:

$$DCERECOS_u = ERECOS_u \times 0,85 \times PMD \quad \text{si } PMD \geq 0$$

$$OPERECOS_u = ERECOS_u \times 1,15 \times PMD \quad \text{si } PMD < 0$$

donde:

$ERECOS_u$ = Energía a subir a la unidad u en fase 2, sin oferta disponible.

17.10. Energía programada a subir a unidades de venta en fase 2 de restricciones técnicas sin oferta simple presentada.

La energía asignada a subir para resolver un déficit de generación y obtener así un programa equilibrado generación-demanda a unidades de venta que no hayan presentado la correspondiente oferta simple 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:

$$\begin{aligned} \text{DCERECOSOS}_u &= \text{ERECOSOS}_u \times 0,85 \times \text{PMD} && \text{si } \text{PMD} \geq 0 \\ \text{OPERECOSOS}_u &= \text{ERECOSOS}_u \times 1,15 \times \text{PMD} && \text{si } \text{PMD} < 0 \end{aligned}$$

donde:

ERECOSOS_u = Energía asignada a subir a la unidad u , sin oferta presentada.

17.11. 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:

$$\begin{aligned} \text{DCERECOMERS}_u &= \text{ERECOMERS}_u \times 1,15 \times \text{PMD} && \text{si } \text{PMD} \geq 0 \\ \text{DCERECOMERS}_u &= \text{ERECOMERS}_u \times 1,15 \times \text{PMED} && \text{si } \text{PMD} < 0 \end{aligned}$$

donde:

ERECOMERS_u = Energía asignada a subir a la unidad u , sin oferta disponible.

PMED = Valor medio aritmético del precio marginal horario resultante del mercado diario en el mes inmediato anterior en el periodo horario correspondiente.

17.12. Energía programada a bajar en fase 2 de restricciones técnicas con oferta simple presentada.

La asignación de energía a bajar para resolver un exceso de generación y obtener así un programa equilibrado generación-demanda dará lugar a una obligación de pago de la unidad u , por cada bloque de energía b asignado, que se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{OPERECOOSB}_{u,b} = \text{ERECOOSB}_{u,b} \times \text{POECOB}_{u,b}$$

donde:

$\text{ERECOOSB}_{u,b}$ = Energía a bajar del bloque b de la oferta simple de la unidad u asignada en fase 2.

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

17.13. Energía programada a bajar en fase 2 a unidades de venta sin oferta simple presentada.

La energía asignada a bajar para resolver un exceso de generación y obtener así un programa equilibrado generación-demanda a unidades de venta que no hayan presentado la correspondiente oferta de energía a bajar para el proceso de resolución de restricciones técnicas dará lugar a una obligación de pago que se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{OPERECOSOB}_u = \text{ERECOSOB}_u \times 1,15 \times \text{PMD} \quad \text{si } \text{PMD} \geq 0$$

$$\text{DCERECOSOB}_u = \text{ERECOSOB}_u \times 0,85 \times \text{PMD} \quad \text{si } \text{PMD} < 0$$

donde:

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

17.14. Energía programada a bajar en fase 2 a unidades de venta y adquisición por mecanismo excepcional de resolución.

Cuando se realicen asignaciones por mecanismo excepcional de resolución, dará lugar a una obligación de pago que se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{OPERECOMERB}_u = \text{ERECOMERB}_u \times 0,85 \times \text{PMD} \quad \text{si } \text{PMD} \geq 0$$

$$\text{DCERECOMERB}_u = \text{ERECOMERB}_u \times 1,15 \times \text{PMD} \quad \text{si } \text{PMD} < 0$$

donde:

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

17.15. 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 17.1 a 17.14. Si la suma es positiva existirá un coste, 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 26.

18. Restricciones técnicas en tiempo real.

18.1. Restricciones técnicas en tiempo real a subir con oferta simple 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 de la unidad u por cada bloque de energía b asignado se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCERTROS_{u,b} = ERTROSS_{u,b} \times POSS_{u,b} + NACCC_u \times PACH_u$$

donde:

$ERTROSS_{u,b}$ = Energía a subir del bloque b de la oferta simple de la unidad u por solución de restricciones en tiempo real.

$POSS_{u,b}$ = Precio de la oferta simple a subir para el bloque de energía b .

18.2. Restricciones técnicas en tiempo real a subir con oferta compleja presentada para el proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF.

Los derechos de cobro o, en su caso, obligaciones de pago por la energía limitada por restricciones en tiempo real a unidades que hayan presentado oferta compleja y ésta sea de aplicación, se calculan según las fórmulas siguientes:

$$DCRTROC_u = DCERTROC_u + DCACCOC_u$$

donde:

$DCERTROC_u$ = $ERTROCS_u \times POCHORA_u$

$DCACCOC_u$ = $NACCC_u \times PACH_u$

$ERTROCS_u$ = Energía programada a subir a en la hora a la unidad u por restricciones en tiempo real con aplicación de oferta compleja.

$POCHORA_u$ = Precio horario de la oferta compleja para la energía programada en la hora h , calculado según las fórmulas siguientes.

$$POCHORA_u = (NAF_u \times PAF_u + NAC_u \times PAC_u + HOCS \times PHC_u + PEC_u \times ERTROCSD_u) / ERTROCSD_u$$

donde:

NAF _u	=	Número de arranques diarios en frío.
PAF _u	=	Precio del arranque en frío en la oferta compleja.
NAC _u	=	Número de arranques diarios en caliente.
PAC _u	=	Precio del arranque en caliente en la oferta compleja.
HOCS	=	Horas con energía programada a subir con oferta compleja a la unidad u por restricciones en tiempo real.
PHC _u	=	Precio por hora en la oferta compleja.
PEC _u	=	Precio por energía en la oferta compleja.
ERTROCSD	=	Energía programada a subir por restricciones en tiempo real en el día con oferta compleja

18.3. Restricciones técnicas en tiempo real a subir 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:

$$\begin{aligned}
 \text{DCERTRMER}_u &= \text{ERTRMERS}_u \times 1,15 \times \text{PMD} && \text{si } \text{PMD} \geq 0 \\
 \text{DCERTRMER}_u &= \text{ERTRMERS}_u \times 1,15 \times \text{PMED} && \text{si } \text{PMD} < 0
 \end{aligned}$$

donde:

ERTRMERS _u	=	Energía programada a subir a la unidad u por solución de restricciones en tiempo real sin oferta aplicable.
PMED	=	Valor medio aritmético del precio marginal horario resultante del mercado diario en el mes inmediato anterior en el periodo horario correspondiente.

18.4. Incumplimientos de los arranques o de las asignaciones en tiempo real a subir.

Se revisarán los arranques programados comprobando si han sido efectivamente realizados según las medidas 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 los últimos 5 periodos horarios de programación 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. En el caso de que no se disponga de medida individualizada, la medida de cada turbina se estimará en proporción a su potencia.

Si hay reducción en el número de arranques o variación del tipo de arranque se recalcularán los derechos de cobro calculados en los apartados 18.1 y 18.2 utilizando el número y tipo de arranques efectivamente realizados.

En el caso de que, en todas las horas 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.

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:

$$OPEINCLTR_u = EINCRTSR_u \times (PORHORA_u - PMD)$$

donde:

$EINCRTSR_u$ = Energía incumplida de restricciones en tiempo real a subir de la unidad u . Se tomará valor cero si en la hora existe energía de restricciones en tiempo real a bajar en la unidad u . Se calculará según la fórmula siguiente:

$$EINCRTSR_u = \max(-ERTROCS_u, \min(0, MBCu - \max(PHFC_u + TGB, 0) + ERTROCS))$$

donde:

$MBCu$ = Medida en barras de central, según se establece en el Anexo III.

TGB = Suma de energía de balance RR y de regulación terciaria a bajar.

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

$PORHORA_u$ = Precio horario medio de la energía programada a subir por restricciones en tiempo real.

18.5. Restricciones técnicas en tiempo real a bajar 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:

$$OPERTROS_{u,b} = ERTROSB_{u,b} \times POSB_{u,b}$$

donde:

$ERTROSB_{u,b}$ = Energía a bajar del bloque b de la oferta simple a bajar de la unidad u por solución de restricciones en tiempo real.

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

18.6. Restricciones técnicas en tiempo real a bajar sin oferta.

La obligación de pago por la energía asignada a bajar sobre unidades que no han presentado oferta o que han agotado la oferta existente se calcula según la fórmula siguiente:

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

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

donde:

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

18.7. Restricciones técnicas en tiempo real a bajar a unidades de adquisición de bombeo.

En el caso de unidades de adquisición de bombeo la asignación de energía a bajar por seguridad en tiempo real dará lugar a una obligación de pago adicional por las reservas de energía generadas en el vaso superior de dicha unidad de bombeo que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPERTRB_{ucb} = 0,7 \times (ERTROSB_{u,b} + ERTRMERB_u) \times PMD \quad \text{si } PMD \geq 0$$

18.8. 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 de las obligaciones de pago de los apartados 18.1 a 18.7 y el importe de la energía asignada por restricciones técnicas en tiempo real valorada al precio marginal del mercado diario.

Si la suma es positiva existirá un coste, 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 26.

19. 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 26.

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 17 y 18.

VII. LIQUIDACIÓN DE OTROS CONCEPTOS

20. 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 26.

21. 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 horario de esta cuenta de compensación se integrará en el coste horario de los servicios de ajuste del sistema que se liquidará a la demanda según el apartado 26.

22. 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.

23. Fallo de programación de las unidades de programación genéricas.

23.1. 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.

23.2. 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.

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

24.1. 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 en una hora que determinan el saldo SALDOLIQ al que se hace referencia en el apartado 14.

24.2. 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 horario de liquidación neto de las unidades de programación del enlace y se liquidará al precio del desvío establecido en el apartado 12 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 en una hora que determinan el saldo SALDOLIQ al que se hace referencia en el apartado 14.

24.3. Efectos en la liquidación de Baleares.

Los derechos de cobro y obligaciones de pago anotados en los apartados 24.1 y 24.2, 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.*

25. 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. LIQUIDACION DE COSTES A LA DEMANDA

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

26.1. Coste horario agregado de los servicios de ajuste del sistema (CSA).

Es la suma de los ingresos y costes siguientes:

- (a) Coste de las restricciones técnicas al PBF
- (b) Coste de la banda de regulación secundaria
- (c) Ingreso o coste del saldo de la liquidación de energías posteriores al PHF
- (d) Sobrecoste de las restricciones técnicas en tiempo real
- (e) Ingreso del control del factor de potencia,
- (f) Asignación del importe de los incumplimientos de asignación neta de energía de balance RR y terciaria.
- (g) Saldo horario de la cuenta de compensación indicada en el PO.14.6
- (h) Coste de los intercambios internacionales de apoyo con precio
- (i) Intercambios de energía en sentido importador entre sistemas eléctricos por seguridad del sistema.

26.2. 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.

26.3. 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 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. El operador del sistema podrá realizar 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 cambio en el sistema de anotaciones en cuenta deberá ser comunicado a los participantes con una antelación mínima de seis meses antes de la fecha de implantación. En ese caso, 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:

$$\text{OPCSA}_{ua} = -\text{CDEM} \times \text{MBC}_{ua} / \sum_{ua} \text{MBC}_{ua}$$

Si CDEM es negativo se liquidará un derecho de cobro:

$$\text{DCCSA}_{ua} = -\text{CDEM} \times \text{MBC}_{ua} / \sum_{ua} \text{MBC}_{ua}$$

Siendo MBC_{ua} la energía horaria medida en barras de central de la unidad de programación ua calculada según el Anexo III.

26.4. Publicación del desglose horario del coste agregado.

En el caso de consolidación de importe horarios, el operador del sistema publicará el desglose horario en porcentaje del valor de CDEM que corresponde a cada uno de los conceptos del apartado 26.1 y al apartado 26.2.

ANEXO I

LIQUIDACIÓN OPCIONAL DEL INCUMPLIMIENTO DE ENERGÍAS DE BALANCE POR UNIDADES DE PROGRAMACIÓN.

1. La energía incumplida a subir de cada unidad de programación u no integrada en la zona de regulación z del BSP s se calculará según la fórmula siguiente:

$EINCLEBALS_{u,s}$ = Energía incumplida de asignación neta de energía de balance RR y terciaria a subir de la unidad u del BSP s. Se tomará valor cero si en la hora unidad tiene asignado un saldo neto a bajar de energía por restricciones en tiempo real. Si en la hora unidad 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.

$$EINCLEBALS_{u,s} = \max (- STGS_{u,s} , \min (0, MBC_{u,s} - EREFS_{u,s}))$$

donde:

$STGS_{u,s}$ = Saldo neto a subir de la energía de balance RR y terciaria, a subir y a bajar, asignada a la unidad u del BSP s.

$EREFS_{u,s}$ = $PHFC_{u,s} + SRTRS_{u,s} + STGS_{u,s}$

$SRTRS_{u,s}$ = Saldo a subir de energía de restricciones en tiempo real, a subir y a bajar, asignada a la unidad u del BSP s.

La obligación de pago de cada unidad de programación por su energía incumplida a subir se calculará según la fórmula de pago siguiente:

$$OPEINCLEBALS_u = OPEINCLEBALS_s \times EINCLEBALS_u / \sum_u EINCLEBALS_{u,s}$$

2. La energía incumplida a bajar de cada unidad de programación u no integrada en la zona de regulación z del BSP s se calculará según la fórmula siguiente:

$EINCLEBALB_{u,s}$ = Energía incumplida de asignación neta de energía de balance RR y terciaria a bajar de la unidad u del BSP s. Se tomará valor cero si en la hora unidad tiene asignado un saldo neto a subir de energía por restricciones en tiempo real. Si en la hora la unidad tiene saldo a bajar de energía de restricciones en tiempo real se considerará que ha sido asignada con anterioridad a las asignaciones de energía de balance y terciaria.

$$EINCLEBALB_{u,s} = - \min (- STGB_{u,s} , \max (0, MBC_{u,s} - EREFB_{u,s}))$$

donde:

$STGB_{u,s}$ = Saldo neto a bajar de la energía energía de balance RR y terciaria, a subir y a bajar, asignada a la unidad u del BSP s.

$EREFB_{u,s}$ = $PHFC_{u,s} + SRTRB_{u,s} + STGB_{u,s}$

$SRTRB_{u,s}$ = Saldo a bajar de energía de restricciones en tiempo real, a subir y a bajar, asignada a la unidad u del BSP s .

La obligación de pago de cada unidad de programación por su energía incumplida a bajar se calculará según la fórmula de pago siguiente:

$$OPEINCLEBALB_u = OPEINCLEBALB_s \times EINCLEBALB_{u,s} / \sum_u EINCLEBALB_{u,s}$$

ANEXO II

LIQUIDACIÓN OPCIONAL DEL DESVÍO POR UNIDADES DE PROGRAMACION NO INTEGRADAS EN ZONA DE REGULACION Y POR ZONA DE REGULACION

1. Desvío de la unidad de programación no integrada en zona de regulación, de cada unidad de adquisición de demanda, de cada unidad de programación de importación o importación y de unidades genéricas, DSV_{up} se calculará con la fórmula siguiente:

$$DSV_{up} = MEDBC_{up} - (POSFIN_{up} + AJUDSV_{up})$$

$MEDBC_{up}$ = Medida en barras de central de la unidad up según lo establecido en el Anexo III. En su caso, se incluirá la medida, con valor positivo, de los excedentes de autoconsumidores asignados a la unidad de compra, u , conforme a lo dispuesto en el PO 14.8

$POSFIN_{up}$ = Posición final de la unidad up

$AJUDSV_{up}$ = Ajuste del desvío de la unidad up

2. Desvío de la zona de regulación. El desvío DSV_z de cada zona de regulación se calculará con la fórmula siguiente:

$$DSV_z = MEDBC_z - (POSFIN_z + AJUDSV_z)$$

$MEDBC_z$ = Suma de la medida en barras de central de las unidades de programación en la zona de regulación z , con su correspondiente porcentaje de participación

$POSFIN_z$ = Suma de la posición final de las unidades de programación en la zona de regulación, con su correspondiente porcentaje de participación

$AJUDSV_{up}$ = Suma del ajuste del desvío de las unidades de programación en la zona z y del ajuste del desvío por aportación de energía de regulación secundaria de la zona z

3. Derecho de cobro por el desvío a subir de la unidad de programación o de la zona de regulación con saldo neto de energía de balance SNSB a subir, cero o nulo.

El derecho de cobro del desvío a subir se calculará con la fórmula siguiente:

$$DCDESV_{up-z} = DSV_{up-z} \times PMD$$

4. Derecho de cobro por el desvío a subir de la unidad de programación o de la zona de regulación con desvío de BRP a subir y saldo neto de energía de balance SNSB a bajar.

El derecho de cobro del desvío a subir se calculará con las fórmulas siguientes:

$$DCDESV_{up-z} = DSV_{up-z} \times PDSVS_{brp,up-z}$$

$$PDSVS_{brp,up-z} = PDSVS_{brp} + (PMD - PDSVS_{brp}) \times \text{abs}(DSVBAJ_{brp}/DSVSUB_{brp})$$

$$PDSVS_{brp} = \text{Precio del desvío a subir del desvío del BRP}$$

$$PDSVS_{brp,up-z} = \text{Precio del desvío a subir de las unidades y zonas del BRP}$$

$$DSVSUB_{brp} = \text{Suma de los desvíos a subir de las unidades de programación y de la zona del BRP}$$

$$DSVBAJ_{brp} = \text{Suma de los desvíos a bajar de las unidades de programación y de la zona del BRP}$$

5. Obligación de pago por el desvío a bajar de la unidad de programación o de la zona de regulación con desvío de BRP a bajar y saldo neto de energía de balance SNSB a subir.

La obligación de pago del desvío a bajar se calculará con las fórmulas siguientes:

$$OPDESV_{up-z} = DSV_{up-z} \times PDSVB_{brp,up-z}$$

$$PDSVB_{brp,up-z} = PDSVB_{brp} + (PMD - PDSVB_{brp}) \times \text{abs}(DSVSUB_{brp}/DSVBAJ_{brp})$$

$$PDSVB_{brp} = \text{Precio del desvío a bajar del desvío del BRP}$$

$$PDSVB_{brp,up-z} = \text{Precio del desvío a bajar de las unidades y zonas del BRP}$$

6. Obligación de pago por el desvío a bajar de la unidad de programación o de la zona de regulación con saldo neto de energía de balance SNSB a bajar, cero o nulo.

La obligación de pago del desvío a bajar con la fórmula siguiente:

$$OPDESV_{up-z} = DSV_{up-z} \times PMD$$

ANEXO III

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 se considerará como valor de la medida el valor del programa.

- b. Con cierre de medidas de demanda para el cálculo de pérdidas, la medida en barras de central, MBC_{Cua} de las unidades de comercializadores y de las unidades de consumidores directos se calculará con la fórmula siguiente:

$$MBC_{Cua} = \sum_{pa} \sum_{nt} [MPFC_{Cua,pa,nt} \times (1 + CPERREAL_{pa,nt})]$$

donde:

$MPFC_{Cua,pa,nt}$ = Suma de las medidas de la energía consumida en la hora 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 horario para consumos con peaje de acceso pa en nivel de tensión nt .

En cada hora, el coeficiente de liquidación horario $CPRREAL_{pa,nt}$ se calculará como:

$$CPRREAL_{pa,nt} = K \times CPERN_{pa,nt}$$

donde:

K = Coeficiente de ajuste horario. En cada hora, el coeficiente de ajuste horario K se calculará como el correspondiente al último cierre de medidas disponible según la siguiente fórmula:

$$K = (PERTRA + PERDIS - PEREXP) / PERN$$

donde:

PERTRA = Pérdidas horarias medidas en la red de transporte.

PERDIS = Pérdidas horarias medidas en todas las redes de distribución.

PEREXP = Pérdidas horarias asignadas a todas las unidades de exportación.

PERN = $\sum_{ua} \sum_{pa} \sum_{nt} (MPFC_{ua,pa,nt} \times CPERN_{pa,nt})$.

CPERN_{pa,nt} = Coeficiente de pérdidas para puntos de suministro de consumidores con peaje de acceso pa y nivel de tensión nt en el periodo tarifario al que corresponda la hora. Estos coeficientes de pérdidas serán los establecidos en la normativa que corresponda para traspasar la energía suministrada a los consumidores a energía suministrada en barras de central.

- c. Sin cierre de medidas de demanda para el cálculo de pérdidas, la medida en barras de central de las unidades de comercializadores y de las unidades de consumidores directos, MBC_{ua}, se calculará con la fórmula siguiente:

$MBC_{ua} = PHL_{ua} + SALDOENE_{ua} + MBCliqpot_{ua}$

donde:

$SALDOENE_{ua} = SALDOENE \times PHL_{ua} / \sum_{ua} PHL_{ua}$

$SALDOENE = MBCprod + MBCimex + MBCliqpot - PHLdemresto$

donde:

MBC_{prod} = Medida liquidada de todas las unidades de generación.

MBC_{imex} = Medida liquidada en barras de central de todas las unidades de importación y exportación.

MBC_{liqpot} = Medida liquidada en barras de central a unidades de adquisición para demanda con liquidación potestativa según el apartado 6.6 del PO 14.1.

PHL_{demresto} = Programa horario de liquidación de unidades de adquisición para demanda excluida la energía con liquidación potestativa.

- PHLua = Programa horario de liquidación de la unidad de adquisición para demanda ua, excluida la cuota del programa correspondiente al consumo en barras de central de los clientes de tipo 1, 2 y 3 de la unidad ua a los que se ha aplicado la liquidación potestativa establecida en el PO 14.1.
- SALDOENEua = Asignación a la unidad de programación de adquisición para demanda ua del saldo de energía liquidada de los programas y las medidas disponibles en barras de central SALDOENE.
- MBCliqpot,ua = Medida liquidada en barras de central a la unidad de adquisición para demanda ua con liquidación potestativa según apartado 6.6 del PO 14.1.

- 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.
- 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 a la siguiente fórmula:

$$MBC_{uexp} = PFI_{uexp} \times (1 + CPER_{frint})$$

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.
- CPER_{frint} = 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.