

III. OTRAS DISPOSICIONES

COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA

- 18741** *Resolución de 17 de diciembre de 2019, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se aprueba la adaptación de determinados procedimientos de operación para la participación del sistema eléctrico español en las plataformas de balance de reservas de sustitución y de compensación de desvíos.*

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), determina los plazos, principios de diseño y condiciones para el desarrollo de la plataforma europea para el intercambio de energías de balance procedentes de las reservas de sustitución (RR, por sus siglas en inglés).

Conforme a los requisitos establecidos en el artículo 19(1) del Reglamento EB, con fecha 15 de enero de 2019, las Autoridades Reguladoras (RAs) de los países que aplican el proceso de reservas de sustitución, incluyendo la CNMC, aprobaron el «Marco de Aplicación de la plataforma europea de intercambio de energías de reservas de sustitución (RR TSO's Proposal for the Replacement Reserves Implementation Framework –RRIF)».

De acuerdo con el artículo 19(5) del Reglamento EB, los TSOs disponen de un plazo de 12 meses tras la aprobación del RRIF para empezar a utilizar la plataforma RR, plazo que concluiría el 15 de enero de 2020. Sin embargo, en aplicación del artículo 62.2.a) del Reglamento EB, la CNMC concedió a Red Eléctrica de España, S.A.U. (REE), con fecha 29 de octubre de 2019, una excepción temporal de nueve meses a la entrada en la plataforma RR. Finalmente, el operador del sistema tiene previsto completar el proceso de implantación de esta plataforma en el sistema español a principios de marzo de 2020, a la par que su homólogo portugués. Para ello, se requiere la adaptación previa de algunos procedimientos de operación del sistema, así como realizar pruebas de los sistemas y las comunicaciones.

Por otra parte, el artículo 22 del Reglamento EB establece los plazos, principios de diseño y condiciones para el desarrollo de la plataforma europea para el proceso de compensación de desequilibrios (IN, por sus siglas en inglés).

Con fecha 18 de junio de 2018, los TSOs enviaron a las Autoridades Reguladoras la propuesta de «Marco de Aplicación de la plataforma europea para el proceso de compensación de desequilibrios (All TSO's Proposal for the Imbalance Netting Implementation Framework –IN IF–)», de acuerdo con lo establecido en el Artículo 22(1) del Reglamento EB. Previa solicitud de enmiendas por las RAs, en marzo de 2019, los TSOs enviaron una propuesta revisada del Marco de Aplicación para el proceso de compensación de desequilibrios (IN). El 11 de julio de 2019, las Autoridades Reguladoras acordaron una segunda solicitud de enmiendas a esta metodología. La nueva revisión del Marco de Aplicación fue recibida por la CNMC el 18 de septiembre de 2019.

De acuerdo con el artículo 22(5) del Reglamento EB, los TSOs disponen de un plazo de 12 meses tras la aprobación del IN IF para empezar a utilizar la plataforma IN. Aunque en este caso aún no ha sido aprobado el IF, la plataforma IN se ha diseñado sobre la base de otra plataforma ya operativa (IGCC), en la que llevan años participando varios TSOs centroeuropeos. La plataforma IGCC se ha ido adaptando a las especificaciones de la IN a medida que se decidía sobre ésta, de modo que no se requiere ya un periodo para su implantación, puesto que los detalles que quedan por decidir en la nueva versión del IF son cuestiones formales sobre la gobernanza de la plataforma. La entrada de REE en la plataforma IN está prevista en enero de 2020. Para ello, al igual que en el caso de la

plataforma RR, se requiere la adaptación previa de algunos procedimientos de operación del sistema y la realización de pruebas.

La implantación del Reglamento EB, y en particular la creación de plataformas europeas para el intercambio de energías de balance, requiere la aprobación por todas las autoridades regulatorias implicadas, o bien por la agencia ACER, de los correspondientes marcos de aplicación de las plataformas. Pero también requiere la adaptación de la regulación nacional, en particular, de acuerdo con el artículo 18 del Reglamento EB, se requiere la aprobación de unas Condiciones relativas al balance, aplicables a los sujetos proveedores del servicio de balance y a los sujetos de liquidación responsables del balance en el área de programación. Las Condiciones relativas al balance de aplicación en el sistema eléctrico peninsular español han sido aprobadas por la CNMC con fecha 11 de diciembre de 2019.

Por otra parte, se requiere la adaptación de los procedimientos de operación del sistema. En particular, para la entrada del operador del sistema español en las plataformas RR e IN se requiere la revisión de los procedimientos, al objeto de adaptar su contenido a la terminología, procesos y especificaciones establecidos en los correspondientes IFs y las Condiciones relativas al balance.

Con fecha 24 de septiembre ha tenido entrada en la CNMC propuesta de REE de adaptación de los procedimientos de operación para la participación del sistema eléctrico español en estas dos plataformas de balance, la de reservas de sustitución (RR) y la de compensación de desvíos (IN). En concreto, la propuesta incluye los siguientes procedimientos:

- P.O. 3.1 Programación de la generación.
- P.O. 3.3 Gestión de desvíos, que pasaría a denominarse «Procedimiento de operación para la aplicación del proceso europeo de activación e intercambio de energías de balance del producto RR en el sistema eléctrico peninsular español».
- P.O. 7.2 Regulación secundaria.
- P.O. 14.4 Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema.
- P.O. 14.6 Liquidación de intercambios internacionales no realizados por sujetos de mercado.

Incluye asimismo la propuesta un informe justificativo en el que se detallan los cambios realizados en los procedimientos, así como la información sobre los comentarios recibidos por el operador del sistema durante el trámite previo de consulta y las respuestas formuladas por dicho operador del sistema.

La propuesta consiste en un revisión formal de los textos de los procedimientos (cambios de referencias normativas, nueva nomenclatura introducida por el Reglamento EB, etc.), la adaptación de los productos de balance correspondientes a reservas de sustitución (RR) a los estándares que se van a utilizar en la plataforma, la revisión de los horarios y procesos de intercambio de información, y la adaptación de los procesos de liquidación entre TSOs y entre el TSO y los proveedores de servicios de balance.

Adicionalmente, la propuesta de P.O.7.2 incorpora otras modificaciones que el operador del sistema sometió a consulta pública en el mes de septiembre de 2018, con objeto de mejorar el servicio de regulación secundaria, pero cuya aprobación no se llevó a cabo.

El texto del P.O.3.3 que, hasta ahora, recogía el diseño del servicio de gestión de desvíos, es reemplazado por el nuevo servicio de reserva de sustitución, aunque se mantienen algunas características del servicio anterior, al menos temporalmente, como, por ejemplo, el proceso de habilitación de proveedores.

Adicionalmente a la aprobación de los procedimientos de operación por parte de la CNMC, será necesario que se deje sin efecto el anexo III, Procedimiento de intercambio de energías transfronterizas de balance (BALIT), del acuerdo de la CNMC de 6 de junio

de 2018, por el que se aprueban las especificaciones y procedimientos de desarrollo de la metodología de subastas regionales intradiarias entre España y Portugal.

El día 17 de octubre de 2019 se lanzó el trámite de consulta pública de la propuesta remitida por el operador del sistema, y le fue comunicado al Consejo Consultivo, recibándose alegaciones de varios sujetos.

Vistos los citados antecedentes de hecho y fundamentos de derecho, la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC, en cumplimiento de la función de aprobación de las condiciones y metodologías que se elaboren a efectos de facilitar la integración de los mercados de balance eléctrico, prevista en el artículo 5.4.c) 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, y con la finalidad de permitir la participación del operador del sistema eléctrico español en las plataformas RR e IN, resuelve:

Primero.

Aprobar los procedimientos de operación siguientes, que se anexan a la presente resolución: el procedimiento de operación 3.1 (Programación de la generación), el procedimiento de operación 3.3 (Activación de energías de balance procedentes del producto de reserva de sustitución), el procedimiento de operación 7.2 (Regulación secundaria), el procedimiento de operación 14.4 (Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema), y el procedimiento de operación 14.6 (Liquidación de intercambios internacionales no realizados por Sujetos del Mercado).

Segundo.

Los procedimientos de operación 3.1 y 3.3, así como la modificación de los apartados 8.4 y 9 del procedimiento de operación 14.4, que ahora se aprueban, producirán efectos desde la fecha de inicio de la utilización en el sistema eléctrico español de la plataforma RR (TERRE). Dicha fecha será publicada por Red Eléctrica de España, S.A.U. en su página web.

Tercero.

El mismo día en el que produzca efectos el procedimiento de operación 3.3 quedará sin efecto el anexo III, Procedimiento de intercambio de energías transfronterizas de balance (BALIT), del acuerdo de la CNMC de 6 de junio de 2018, por el que se aprueban las especificaciones y procedimientos de desarrollo de la metodología de subastas regionales intradiarias entre España y Portugal.

Cuarto.

Los procedimientos de operación 7.2, 14.6 y 14.4, que ahora se aprueban, con las salvedades previstas en los apartados segundo, quinto y sexto de esta resolución al respecto del procedimiento de operación 14.4, producirán efectos en la fecha de inicio de la utilización en el sistema eléctrico español de la plataforma IN (IGCC). Dicha fecha será publicada por Red Eléctrica de España, S.A.U. en su página web.

Quinto.

Lo previsto en el procedimiento de operación 14.4 al respecto del cálculo de las dos posiciones del desvío (apartado 14.5) producirá efectos a los 30 días de la publicación en el «Boletín Oficial del Estado» de las Condiciones relativas al balance aprobadas mediante Resolución de 11 de diciembre de 2019.

Sexto.

Lo previsto en el procedimiento de operación 14.4 al respecto del cálculo del desvío relativo a las instalaciones con autoconsumo (apartado 14.4.2) producirá efectos desde el momento en que entren en vigor las modificaciones de los procedimientos de los procedimientos de operación 1 (SENP), 2.2 (SENP), 3.1 (SENP), 3.7 (SENP), 9 (SENP), 10.1, 10.2, 10.4, 10.5, 10.6, 10.7, 10.11, 15.1 y 15.2, necesarias para su adaptación al Real Decreto 244/2019, de 5 de abril.

Séptimo.

Se requiere al operador del sistema que analice la conveniencia de mantener la penalización prevista en las obligaciones de pago establecidas para el fallo de programación de las unidades genéricas (apartado 15 del procedimiento de operación 14.4), y que presente su valoración, junto con una propuesta de revisión del texto, en una posterior revisión del procedimiento de operación 14.4.

Octavo.

Se requiere al operador del sistema que analice la conveniencia de mantener la fórmula vigente para determinar el precio de la energía secundaria hasta que se complete la implantación del Reglamento EB y que, en su caso, presente una propuesta de modificación en una posterior revisión de los procedimientos de operación.

Comuníquese esta resolución a Red Eléctrica de España, S.A.U., publíquese, de forma íntegra, en la página web de la CNMC y, en versión extractada, en el «Boletín Oficial del Estado», de conformidad con lo establecido a este respecto en el artículo 7.38 de la Ley 3/2013, de 4 de junio.

Madrid, 17 de diciembre de 2019.—El Secretario del Consejo de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, Joaquim Hortalà i Vallvé.

P.O. 3.1 Programación de la generación

1. Objeto.

El objeto de este procedimiento es establecer el proceso de programación diaria de la generación a partir de las nominaciones de programas derivadas de la ejecución de contratos bilaterales con entrega física y de la casación de ofertas de compra y de venta de energía en el mercado diario e intradiario, de forma que se garantice la cobertura de la demanda y la seguridad del sistema.

Se incorporan también en este procedimiento los criterios aplicables para la definición de las unidades de programación (UP) localizadas en el sistema eléctrico español.

La programación incluye los siguientes procesos sucesivos:

- a) El Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF).
- b) El Programa Diario Viable provisional (PDVP).
- c) La asignación de reserva de regulación secundaria.
- d) Los programas horarios finales posteriores a las sucesivas sesiones de subastas o de rondas de carácter continuo del mercado intradiario (PHF o /PHFC).
- e) La activación de energía de balance procedente de reservas de sustitución (RR, por sus siglas en inglés) en el sistema eléctrico peninsular español.
- f) Los programas horarios operativos establecidos en cada hora hasta el final del horizonte de programación (P48).
- g) El programa cierre (P48CIERRE).

2. Ámbito de aplicación.

Este procedimiento es de aplicación a los siguientes sujetos:

- a) Operador del Sistema (OS).
- b) Sujetos del Mercado (SM).

3. Programas de energía, horarios, periodos de programación y días inhábiles.

Los programas de energía corresponderán a valores de MWh con un máximo de una cifra decimal.

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 o CET (Central European Time) o CEST (Central European Summer Time).

A efectos del proceso de programación establecido en este procedimiento de operación serán días inhábiles: los sábados, los domingos, los festivos en la plaza de Madrid, el 24 de diciembre y el 31 de diciembre.

4. Definiciones.

4.1 Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF): Es el programa de energía diario, con desglose por periodos de programación, de las diferentes unidades de programación correspondientes a ventas y adquisiciones de energía en el sistema eléctrico peninsular español. Este programa es establecido por el OS a partir del Programa Diario Base de Casación (PDBC) resultante de la casación del mercado diario comunicado por el operador de mercado (OM), y la información de ejecución de contratos bilaterales con entrega física comunicada de acuerdo a lo establecido en el presente procedimiento de operación.

4.2 Programa Diario Viable provisional (PDVP): Es el programa diario de unidades de programación correspondientes a ventas y adquisiciones de energía en el sistema eléctrico peninsular español, con desglose por periodos de programación, que incorpora las modificaciones introducidas en el PDBF para la solución de las restricciones técnicas identificadas en aplicación de los criterios de seguridad y las modificaciones necesarias para el reequilibrio generación-demanda posterior.

4.3 Asignación de reserva de regulación secundaria: Proceso de asignación de ofertas de reserva de regulación secundaria realizado por el OS el día D-1 para garantizar la disponibilidad el día D, de la reserva de regulación secundaria a subir y a bajar, necesaria por razones de seguridad del sistema.

4.4 Programa Horario Final tras las sesiones de subasta del mercado intradiario (PHF): Es la programación establecida por el OS, con posterioridad a cada una de las sesiones de subasta del mercado intradiario, de las unidades de programación correspondientes a las ventas y adquisiciones de energía en el sistema eléctrico peninsular español para los periodos de programación negociables en la correspondiente sesión de subasta. Este programa es el resultado de la agregación de todas las transacciones firmes formalizadas para cada periodo de programación negociable en dicha subasta, como consecuencia del Programa Diario Viable provisional (PDVP) y de las sesiones y rondas del mercado intradiario realizadas hasta el momento de su publicación.

4.5 Programa Horario Final definitivo (PHFC): Es la programación definitiva establecida por el OS con posterioridad a cada una de las rondas del mercado intradiario continuo para los periodos de programación negociables en cada una de las rondas del mercado intradiario continuo. Este programa es el resultado de la agregación de todas las transacciones firmes formalizadas para cada periodo de programación negociable en cada ronda como consecuencia del Programa Diario Viable provisional (PDVP) y de las sesiones y rondas del mercado intradiario realizadas hasta el momento de su publicación. El Programa Horario Final definitivo (PHFC) corresponde a la programación horaria final, que será puesta a disposición de los Sujetos del Mercado de producción por el Operador del Sistema, en aplicación de lo establecido en el artículo 17 Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

4.6 Programa horario operativo (P48): Es el programa operativo de las unidades de programación correspondientes a todas las ventas y adquisiciones de energía en el sistema eléctrico peninsular español que el OS establece en cada periodo de programación hasta el final del horizonte diario de programación. El programa horario

operativo incorporará todas las asignaciones y redespachos de programa aplicados por el OS hasta su publicación, 15 minutos antes del inicio de cada hora y durante la hora en curso.

4.7 Restricción técnica: Es cualquier circunstancia o incidencia derivada de la situación del sistema producción-transporte 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.

4.8 Desvíos previstos en el sistema eléctrico peninsular español: Diferencia entre los valores previstos de generación y demanda y los programas agregados de generación y demanda establecidos mediante la ejecución de contratos bilaterales con entrega física y la participación en los mercados de energía y de balance.

4.9 Programa horario operativo cierre (P48CIERRE): Es el programa de las unidades de programación que queda establecido al finalizar el horizonte diario de programación y que contiene los programas resultantes del Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF), los ajustes de programa realizados en el mercado intradiario, así como las modificaciones de los programas asociadas a los procesos de solución de restricciones técnicas y a la participación de las diferentes unidades en los servicios de regulación frecuencia-potencia del sistema y en el proceso de activación e intercambio de energías de balance procedentes de reservas de sustitución (RR). Asimismo, incorpora los correspondientes redespachos generados como consecuencia de las declaraciones de indisponibilidad y de la comunicación de desvíos de las unidades de programación.

4.10 Nominación de programas correspondientes a la ejecución de contratos bilaterales con entrega física: Las nominaciones de los programas de energía correspondientes a la ejecución de contratos bilaterales con entrega física serán realizadas por el sujeto vendedor y por el sujeto comprador, directa o indirectamente, al OS, en la forma y plazos contemplados en este procedimiento de operación.

- Nominación directa: Cada uno de los SM que forman parte del contrato bilateral con entrega física, nombra al OS el programa de energía de las unidades de programación de las que es titular (o a las que representa), y con las que desea ejecutar dicho bilateral.
- Nominación indirecta: Uno de los SM que forman parte del contrato bilateral con entrega física es el responsable, previa la correspondiente autorización del SM que actúa de contraparte, de efectuar la nominación del programa de energía de todas y cada una de las unidades de programación con las que ambos SM tienen previsto ejecutar dicho contrato bilateral. El SM responsable de realizar la nominación se denominará sujeto nominador. La autorización al sujeto nominador, para ser efectiva, deberá ser comunicada al OS. El OS informará al sujeto nominador de la fecha a partir de la cual su autorización para nominar es efectiva. Una vez autorizado un sujeto nominador para un contrato bilateral con entrega física, éste sólo podrá ser objeto de nominación indirecta. En el caso de los contratos bilaterales internacionales fuera del

ámbito del Mercado Ibérico de Electricidad (MIBEL), la nominación indirecta podrá realizarla únicamente el SM titular (o el representante) de la UP localizada en el lado español de la correspondiente interconexión.

4.11 Nominación de programas correspondientes a las casaciones realizadas en el mercado diario e intradiario.

Los Sujetos del Mercado deberán enviar al OS la nominación de programas, en unidades de programación, correspondiente a las casaciones realizadas en el mercado diario y en el mercado intradiario, en los plazos indicados en el anexo I de este procedimiento de operación y conforme a los medios recogidos en el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información con el OS.

4.12 Subasta Diaria de Respaldo del acoplamiento de mercados diarios (SDR): Solución de salvaguarda ante un desacoplamiento del mercado diario MIBEL del resto de mercados diarios acoplados de Europa para la asignación de la capacidad de intercambio entre Francia y España en el horizonte diario mediante subasta explícita.

4.13 Representación directa: cuando el representante actúe en nombre ajeno y por cuenta ajena, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 6.2 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

4.14 Representación indirecta: cuando el representante actúe en nombre propio pero por cuenta ajena, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 6.2 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

5. Programación diaria.

5.1 Programación diaria del uso de la capacidad de intercambio en la interconexión Francia-España.

Antes de la hora límite establecida para este proceso de intercambio de información en el anexo I, el OS notificará a los sujetos las autorizaciones para la programación, relativas a los derechos físicos de capacidad anuales y mensuales.

Las diferencias entre las autorizaciones 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.

El día D-1, con anterioridad al cierre del MD, 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, en la secuencia indicada a continuación:

Antes de la hora límite establecida para este proceso de intercambio de información en el anexo I, el OS recibirá de los sujetos las notificaciones de uso de los derechos físicos de capacidad anual y mensual que hayan sido autorizados.

La falta de notificación de uso de la capacidad autorizada por parte de un Sujeto de Mercado, en los plazos establecidos, se interpretará como 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 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.

Se considerará como notificación de uso de los derechos físicos de capacidad la comunicación por el SM de la ejecución de uno o más contratos bilaterales entre la unidad de programación para la importación (o la unidad de programación para la exportación) y unidades de programación genéricas (UPG).

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 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 contra dirección, maximizando de este modo la utilización de la capacidad de intercambio.

Antes de la hora límite establecida para este proceso de intercambio de información en el anexo I, 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.

En caso de desacoplamiento de mercados, la capacidad de intercambio disponible en el horizonte diario será ofrecida en una SDR de acuerdo con lo dispuesto en las reglas de asignación de capacidad aplicables a la interconexión Francia-España. Tras la SDR, siempre que ésta se celebre, el OS o tercero habilitado pondrá a disposición del OM el valor de capacidad diaria autorizada para cada sujeto 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. 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.

5.2 Publicación de información previa al mercado diario.

Antes de la hora límite establecida para este proceso de intercambio de información en el anexo I, el OS pondrá a disposición de todos los Sujetos del Mercado (SM) y del operador del mercado (OM), tal y como se indica en el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información con el OS, la información referente a las previsiones de demanda, la situación de red prevista para el día siguiente, y para aquellas interconexiones en las cuales no existe un mecanismo coordinado de gestión de la capacidad, la previsión de capacidad de intercambio en las interconexiones internacionales (Net Transfer Capacity-NTC).

En las interconexiones en las que esté establecido un mecanismo coordinado de asignación de derechos físicos de capacidad de intercambio en el largo plazo, la información de capacidad disponible será puesta a disposición del OM, en los plazos indicados en el anexo I de este procedimiento de operación.

5.3 Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF).

El OS establece el Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF) a partir de:

- Las nominaciones válidas de los programas correspondientes a la ejecución de contratos bilaterales con entrega física realizadas, tanto antes como después del mercado diario, de acuerdo con lo establecido en este procedimiento de operación.
- La información recibida del operador del mercado relativa a los programas de energía resultantes de la casación de las ofertas presentadas al mercado diario de producción.

5.3.1 Nominaciones de contratos bilaterales con entrega física antes del mercado diario.

5.3.1.1 Contratos internacionales: Antes de la hora límite establecida para este proceso de intercambio de información en el anexo I, el OS recibirá de los sujetos las notificaciones de uso de los derechos físicos de capacidad asignados como resultado de las subastas explícitas anuales y/o mensuales en la interconexión Francia-España realizadas conjuntamente por los operadores de ambos sistemas eléctricos y autorizados para programar por el OS. Para ello, el SM comunicará la ejecución de contratos bilaterales entre unidades de programación genéricas y la unidad de programación para la importación o la exportación de su titularidad, autorizada para el SM en la interconexión Francia-España

Antes de la hora límite establecida para los intercambios de información en el anexo I, 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.

5.3.1.2 Contratos nacionales: Contratos bilaterales nacionales con entrega física que han elegido la opción de nominación firme previa al mercado diario, que podrán ser formalizados entre dos UP, dos UPG, o bien entre una combinación de ambos tipos de unidades de programación.

5.3.2 Comunicación al OM de la información relativa a los contratos bilaterales nominados antes del mercado diario

Antes de la hora límite establecida para los intercambios de información en el anexo I, 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 alterando 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.

5.3.3 Comunicación al OS del resultado de la casación por el OM

Antes de la hora límite establecida para este proceso de intercambio de información en el anexo I, el OS recibirá del OM la información referente al resultado de la casación de ofertas en el mercado diario de producción correspondientes a unidades de oferta del sistema eléctrico español, con los programas de energía contratados 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.

5.3.4 Recepción de nominaciones tras el MD

Antes de la hora límite establecida para los intercambios de información en el anexo I, 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:

- Nominaciones de los programas asociados a contratos bilaterales:
 - Contratos bilaterales con entrega física nacionales que no hayan elegido la opción de nominación firme previa al mercado diario. Estos contratos bilaterales podrán formalizarse entre dos UP, dos UPG, o cualquier combinación de éstas. Dentro de este grupo se incluirán, entre otros, los contratos bilaterales con entrega física nacionales entre empresas comercializadoras.
 - Modificaciones de contratos bilaterales nacionales 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 UP y/o UPG con las cuales el contrato bilateral haya sido previamente nominado.
 - En caso de desacoplamiento de mercados y celebración de la Subasta Diaria de Respaldo (SDR) en la interconexión Francia-España, la nominación de los contratos bilaterales internacionales con entrega física entre la unidad de programación genérica y la unidad en frontera.

- Nominaciones de los programas contratados en el mercado diario mediante unidades de oferta (UO) que tienen asociadas dos o más unidades de programación (UP):
 - Programa de energía gestionado en el mercado diario de producción para cada una de las unidades de programación (UP) que componen dicha unidad de oferta (UO).

5.3.5 Comunicación de desgloses de UP en unidades físicas (UF).

Antes de la hora límite establecida para los intercambios de información en el anexo I, los sujetos titulares (o sus representantes) 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 de producción 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.

Este desglose de programas será aplicable, en el caso de las unidades de programación de venta de energía, a todas aquellas unidades compuestas por más de una unidad física.

En el caso de las unidades de programación de adquisición de energía, este desglose de programas incluirá a todas aquellas unidades compuestas por más de una unidad física y que se correspondan con unidades de adquisición correspondientes a consumo de bombeo (UAB).

Para efectuar este proceso de desglose de los programas de las unidades de programación en unidades físicas, el OS podrá definir y comunicar previamente a los sujetos titulares de unidades de programación, los criterios, bases y códigos a utilizar para la realización de estos desgloses. Estos criterios podrán ser función de las características de las diferentes unidades de programación, pudiendo definir el OS para este objetivo, unidades de producción equivalentes que engloben un conjunto de unidades físicas de potencia neta registrada inferior a un cierto valor, desgloses por tecnologías, desgloses por nudos del modelo de red utilizado por el OS en los análisis de seguridad, y combinaciones de las anteriores.

Se considerará que el desglose de una unidad de programación es incorrecto cuando la suma de los desgloses de 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.

5.3.6 Comunicación de potencias hidráulicas máximas y valores mínimos por unidad de programación hidráulica

Antes de la hora límite establecida para los intercambios de información en el anexo I:

Los Sujetos del Mercado asociados a unidades de programación hidráulicas de los tipos descritos en el apartado 1.b del anexo II, o en el apartado 1.d del mismo anexo II,

en el caso de que el OS estime que las características específicas de dicha unidad de programación así lo hacen necesario, 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.

5.3.7 Validación de nominaciones de programas del mercado diario

El OS verificará la coherencia de las nominaciones de programas realizadas, de forma directa o indirecta, por los Sujetos del Mercado y la información referente a los programas de energía contratados 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 Sujetos 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 sujetos 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.

5.3.8 Elaboración y publicación del Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF).

Antes de la hora límite establecida para los intercambios de información en el anexo I, o bien antes de transcurridos 30 minutos tras la publicación de la información correspondiente a los resultados de la contratación en el mercado diario, el OS pondrá a disposición de todos los Sujetos del Mercado, y del OM, el Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF) de las unidades de programación del sistema eléctrico español correspondiente a la programación del día siguiente.

A partir de la puesta a disposición del Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF), los SM dispondrán de un período máximo de 30 minutos para formular posibles reclamaciones al OS por incidencias y anomalías que pudieran ser imputables a éste, tramitándose estas reclamaciones por los procedimientos establecidos al efecto. 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 de Sujetos del eSIOS.

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 de la generación, 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 PDBF, manteniendo informados en todo momento a los SM de estas actuaciones, a través de la Web de Sujetos del eSIOS. En el caso de darse esta situación, el OM y los OS adoptarán sus mejores esfuerzos para que la secuencia de operaciones se realice a la mayor brevedad posible.

5.4 Transferencia del programa de las unidades de programación genéricas en el PDBF.

El saldo neto de todas las transacciones asociadas a las unidades de programación genéricas de un SM en el PDBF deberá ser nulo.

Al objeto de anular el saldo de las transacciones de programa de las unidades de programación genéricas en el PDBF los SM vendedores podrán establecer, con respeto de las obligaciones establecidas en la normativa vigente, los siguientes tipos de transacciones:

- Contratos bilaterales con entrega física entre una unidad de programación genérica y una o más unidades de programación del mismo Sujeto de Mercado o de otro Sujeto de Mercado con el que haya establecido un acuerdo bilateral.

- Transacciones de compra o de venta de energía establecidas mediante la participación en el mercado diario de producción de unidades de oferta genéricas asociadas a estas unidades de programación genéricas.
- Contratos bilaterales con entrega física entre unidades de programación genéricas

Para realizar la transferencia del programa de energía de las unidades de programación genéricas mediante contratación bilateral, el SM deberá tener dados de alta y en vigor los contratos bilaterales que sean necesarios, tanto entre unidades de programación genéricas, como entre cada unidad de programación genérica y las correspondientes unidades de programación. Estos contratos bilaterales para la transferencia de programa desde las unidades de programación genéricas a las unidades de programación podrán ser nacionales y/o internacionales y deberán ser nominados por los SM de acuerdo a las reglas y plazos de nominación establecidos en este procedimiento de operación.

5.5 Programa Diario Viable provisional (PDVP).

El OS abrirá el periodo de recepción de ofertas para el proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF a las 12:00 horas 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 SM a través de la página Web de Sujetos del 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.

Teniendo en cuenta 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 producción, aplicará un análisis de seguridad sobre el Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF) para detectar las posibles restricciones técnicas y sus posibles soluciones, seleccionando aquellas 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 un programa equilibrado en generación y demanda del volumen restante, de acuerdo con lo establecido en el procedimiento de solución de restricciones técnicas, respetando las limitaciones de programa establecidas por razones de seguridad.

El programa PDVP resultante mantendrá el flujo de energía existente entre el sistema español y el portugués como resultado del proceso de casación del mercado diario.

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 la hora límite establecida para los intercambios de información en el anexo I, o en todo caso, antes de transcurridas 75 minutos tras la publicación del PDBF, de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información con el OS.

A partir de la puesta a disposición del programa diario viable provisional (PDVP), los SM dispondrán de un período máximo de 10 minutos para formular posibles reclamaciones al OS por incidencias y anomalías que pudieran ser imputables a éste, tramitándose estas reclamaciones por los procedimientos establecidos al efecto.

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 de la generación, 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 PDVP, manteniendo informados en todo momento a los SM y al OM de estas actuaciones, a través de la Web de Sujetos del eSIOS. En el caso de darse esta situación, el OM y los OS adoptarán sus mejores esfuerzos para que la secuencia de operaciones se realice a la mayor brevedad posible.

5.6 Requerimientos de reserva de regulación secundaria.

Cada día, el OS establecerá los requerimientos de reserva 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 reserva de regulación secundaria necesaria para cada periodo de programación del día siguiente serán publicados por el OS antes de la hora límite establecida para los intercambios de información en el anexo I.

5.7 Asignación de reserva de regulación secundaria:

Una vez publicados los requerimientos de reserva de regulación secundaria, el OS abrirá el periodo de recepción de ofertas para la prestación del servicio de regulación secundaria, proceso que se cerrará a la hora establecida a estos efectos en el anexo I, salvo otra indicación del OS que será comunicada previamente a todos los SM titulares de zonas de regulación habilitadas para la prestación de este servicio.

Con las ofertas de reserva de regulación secundaria recibidas, el OS asignará la prestación del servicio de regulación secundaria con criterios de mínimo coste,

siguiendo el proceso descrito en el procedimiento de operación por el que se establece la prestación del servicio de regulación secundaria.

No más tarde de la hora establecida para los intercambios de información en el anexo I, el OS publicará, de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información con el OS, la asignación de reserva de regulación secundaria para todos y cada uno de los periodos de programación del día siguiente.

A partir de la puesta a disposición de la asignación de reserva secundaria, los SM dispondrán de un período máximo de 30 minutos para formular posibles reclamaciones al OS por incidencias y anomalías que pudieran ser imputables a éste, tramitándose estas reclamaciones por los procedimientos establecidos al efecto. 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 de Sujetos del eSIOS.

En aquellos casos en los que se verifique la existencia de una anomalía imputable al OS, y ésta pueda ser corregida sin afectar de forma importante al proceso de programación de la generación, el OS realizará las actuaciones oportunas para su resolución y procederá a la publicación de una nueva versión de la asignación de reserva secundaria, manteniendo informados en todo momento a los SM de estas actuaciones, a través de la Web de Sujetos del eSIOS.

Con anterioridad al inicio del periodo de programación, 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 banda adquirido el día anterior 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.

5.8 Actualización de ofertas para el proceso de solución de restricciones técnicas:

A partir de la publicación de la asignación de reserva de regulación secundaria, los SM podrán proceder a actualizar de forma continua para el día D, 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, de acuerdo con lo que se establezca en el procedimiento de intercambio de información.

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. Los SM serán informados a través de la Web de Sujetos del eSIOS.

5.9 Requerimientos de 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 la hora límite establecida para los intercambios de información en el anexo I.

5.10 Ofertas de regulación terciaria.

El día D-1, antes de la hora límite establecida para los intercambios de información en el anexo I, los SM 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 SM siempre que se produzcan modificaciones en la programación o disponibilidad de sus unidades de producción, siendo obligatoria la oferta de toda la reserva de regulación terciaria disponible en cada unidad. Los Sujetos del Mercado podrán actualizar sus ofertas para el mercado de regulación terciaria hasta el minuto 35 de la hora anterior a la hora de programación, 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.

6. Programación intradiaria.

Las sesiones del mercado intradiario podrán tener carácter continuo (rondas) o de subasta.

6.1 Elaboración del programa horario tras las sesiones de subasta (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 la casación de ofertas en las sesiones de subasta del mercado intradiario de producción correspondientes a unidades de oferta del sistema eléctrico español, el orden de mérito de las ofertas de compra y venta de energía resultante de la casación de ofertas en dicha sesión de 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 sesiones de subasta del mercado intradiario y antes de la hora límite establecida en el anexo I, el OS recibirá de los Sujetos del 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.

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.

De forma análoga al proceso descrito en ámbito diario, antes de la hora límite establecida para los intercambios de información en el anexo I, los sujetos titulares (o sus representantes) facilitarán al OS la información correspondiente al desglose del programa de las unidades de programación en unidades físicas y, en caso de que así sea de aplicación, por unidades de producción 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.

Se considerará que el desglose de una unidad de programación es incorrecto cuando la suma de los desgloses de 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.

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 Programa Diario Viable 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.

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 de la generación, 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 PHF, manteniendo informados en todo momento a los SM de estas actuaciones, a través de la Web de Sujetos del eSIOS.

En el caso de darse esta situación, el OM y los OS adoptarán las medidas necesarias para que la secuencia de operaciones se realice a la mayor brevedad posible, comunicándose este hecho a los SM y al OM, a los efectos oportunos.

6.2 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 sujetos 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 SM: 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 y los desgloses en unidades físicas y, en caso de que así sea de aplicación, por unidades de producción 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.

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

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.

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 rondas del mercado intradiario continuo para los periodos de programación negociables en cada una de las 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 sujetos 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 SM a través de la Web de Sujetos del eSIOS.

7. Intercambios de información posteriores al mercado intradiario para la programación de los intercambios internacionales.

A la hora de 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, sólo serán tenidos en consideración aquellos programas de energía que hayan sido correctamente nominados, y con respeto de los plazos establecidos.

Con posterioridad a cada sesión de subasta del MI, el OS establecerá de forma conjunta con el Operador del Sistema eléctrico portugués los valores de programa de intercambio resultantes en la interconexión Portugal-España.

Con posterioridad a cada ronda del mercado intradiario continuo, el OS establecerá de forma conjunta con los operadores de los sistemas eléctricos vecinos los valores de los programas de intercambio en la correspondiente interconexión, previos a la aplicación de servicios transfronterizos de balance.

Con posterioridad a la aplicación de los servicios transfronterizos de balance, el OS establecerá de forma conjunta con los operadores de los sistemas eléctricos vecinos los valores finales de los programas de intercambio en la correspondiente interconexión.

Este mismo intercambio de información se llevará a cabo también en aquellos casos en los que habiéndose identificado una situación de congestión en una interconexión internacional durante la operación en tiempo real, sea preciso proceder a la resolución de dicha congestión mediante la aplicación de una reducción de los programas de intercambio previstos o de acciones coordinadas de balance.

8. Proceso de 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) 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 productos transfronterizos estándar de energías de balance, 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 (RR TSO’s Proposal for the Replacement Reserves Implementation Framework -RRIF)”*, aprobado con fecha 15/01/2019 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 procedentes de reservas de sustitución (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.

9. Programación en tiempo real.

9.1 Programas horarios operativos (P48):

Los P48 son los programas horarios que resultan tras la incorporación de todas las asignaciones efectuadas en firme hasta el momento de la publicación de estos programas de las unidades de programación localizadas en el sistema eléctrico peninsular español.

Cada uno de los P48 se publicará de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información con el OS, con una antelación no inferior a 15 minutos respecto al cambio de hora.

9.2 Actuaciones inmediatas ante desequilibrios en tiempo real:

En el momento en que se produzca una incidencia con desequilibrio entre la generación y el consumo, 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.

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 de reserva 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.

9.3 Solución de restricciones técnicas en tiempo real:

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.

9.4 Modificaciones de los P48:

La modificación de un P48 respecto del anterior podrá venir motivada por:

- a) Modificaciones de los programas de venta y de adquisición de energía efectuadas en el mercado intradiario, o
- b) Modificaciones por aplicación del proceso de activación de energías de balance procedentes de reservas de sustitución (RR), o por asignación de ofertas de regulación terciaria.
- c) Modificación de la programación para la solución de las restricciones técnicas identificadas en tiempo real, conforme al procedimiento de operación por el que se establece el proceso de solución de restricciones técnicas.
- d) 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.
- e) Modificación por aplicación de mecanismos de servicios transfronterizos de balance entre sistemas eléctricos.
- f) Indisponibilidades sobrevenidas de las unidades físicas de producción en el período que media entre la comunicación de dos P48 consecutivos, conforme a lo establecido en el procedimiento de comunicación y tratamiento de las indisponibilidades de las unidades de producción.
- g) Comunicación fehaciente del Sujeto de Mercado de una unidad de programación de producción, o de consumo de bombeo, de la existencia de desvíos sobre programa iguales o superiores a 30 MWh por imposibilidad técnica de cumplir el programa, vertidos ciertos, etc.
- h) Comunicación fehaciente del operador de un sistema eléctrico vecino de la no conformidad total o parcial del programa de intercambio de energía que tiene previsto ejecutar un Sujeto de Mercado.
- i) Establecimiento de intercambios internacionales de apoyo por seguridad entre sistemas eléctricos vecinos

9.5 Desglose de programas por unidades físicas o, en su caso, por unidades de producción equivalentes.

De forma análoga al proceso descrito en el ámbito diario e intradiario, con una antelación no inferior a 5 minutos respecto al inicio del periodo de programación, los sujetos titulares (o sus representantes) facilitarán al OS la información correspondiente a los desgloses del programa en tiempo real como consecuencia de las asignaciones en los mercados de balance de las unidades de programación por unidad física y, en caso de que así sea de aplicación, por unidades de producción equivalentes de acuerdo con los criterios de desagregación 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.

Se considerará que el desglose de una unidad de programación es incorrecto cuando la suma de los desgloses de 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.

10. Programa cierre (P48CIERRE).

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

11. Información al OM y a los Sujetos del Mercado.

Todos los intercambios de información entre el OS y el OM y entre el OS y los SM realizados en el marco del proceso de programación de la generación, 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 Sujetos del Mercado y el procedimiento conjunto acordado entre el OS y el OM, de acuerdo con lo recogido en el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información con el OS.

12. Unidades de programación en el sistema eléctrico peninsular español.

El proceso de programación diaria de la generación está basado en la gestión de los programas de energía de las diferentes unidades de programación correspondientes a la venta y a la adquisición de energía en el sistema eléctrico peninsular español. A continuación, se definen y describen en detalle algunos términos asociados a la gestión de las unidades de programación.

12.1 Definición de unidad de programación (UP) y unidad de programación genérica (UPG).

La unidad de programación (UP) es la unidad elemental de representación de los programas de energía definidos en este procedimiento de operación.

Las unidades de programación permiten la integración en el mercado peninsular español de los programas de venta o de adquisición de energía correspondientes a una instalación individual, a la que se denominará unidad física (UF), o a un conjunto de ellas según los criterios establecidos en el anexo II de este procedimiento. Permiten

también la integración en el mercado de los programas de importación y de exportación de energía realizados a través de las interconexiones internacionales.

En el anexo II de este procedimiento se define también la unidad de programación genérica (UPG), la Unidad de Programación Porfolio (UPP) y los posibles usos de la misma.

La unidad de programación (UP) y, en su caso, la unidad de programación genérica (UPG) o la Unidad de Programación Porfolio (UPP) son también la unidad básica fundamental para la anotación de los derechos de cobro y las obligaciones de pago que le correspondan en el Registro de Anotaciones en Cuenta del OS.

Los códigos de identificación de estas unidades serán facilitados por el OS una vez sean aceptadas como unidad de programación, unidad de programación genérica y/o Unidad de Programación Porfolio (UPP) del sistema eléctrico español.

Cada unidad de programación y cada unidad de programación genérica podrán tener asociados programas de energía correspondientes a las distintas formas de contratación. Las Unidades de Programación Porfolio podrán tener asociados programas de energía correspondientes a la contratación en el mercado intradiario continuo.

En el caso de unidades de producción de propiedad compartida, la unidad de programación será única, pudiendo variar en el tiempo el copropietario que actúe en cada momento como responsable del centro de control de la misma.

El OS facilitará periódicamente a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia la relación existente entre unidades físicas, unidades de programación y, en su caso, los «Códigos de la instalación de producción a efectos de liquidación» (CIL).

12.2 Titular de la unidad de programación (o de una unidad de programación genérica).

En el caso de unidades de programación correspondientes a instalaciones de producción o a consumidores directos en mercado, el titular de la unidad de programación será el propietario de la instalación, entendiéndose como tal a aquel sujeto que disponga de los derechos de explotación de la instalación, o el copropietario que ejerza en cada momento como responsable del centro de control de la misma.

En el caso de las unidades de programación definidas en el apartado 1 e) del anexo II de este procedimiento, correspondientes a sujetos representantes, comercializadores de referencia o comercializadores, el titular de dicha unidad de programación será el propio sujeto representante, comercializador de referencia o comercializador.

En el caso de unidades de programación utilizadas para integrar en el mercado las transacciones de importación o de exportación de energía realizados a través de las interconexiones internacionales, el titular de la unidad de programación será el Sujeto de Mercado que haya sido autorizado para la realización de dichos intercambios internacionales.

En el caso de unidades de programación genéricas utilizadas para la comunicación de transacciones internacionales firmes en la interconexión con Francia, el titular de la unidad de programación será el Sujeto de Mercado que haya sido autorizado para la realización de dichos intercambios internacionales.

12.3 Representante de la unidad de programación (o unidad de programación genérica/porfolio):

El representante de una unidad de programación será un Sujeto de Mercado designado por el sujeto titular de la unidad de programación para actuar por cuenta del titular, bien en nombre propio (representación indirecta) o en nombre ajeno (representación directa), en el mercado de producción de energía eléctrica utilizando para ello las mismas unidades de programación que utilizaría el sujeto titular excepto en los casos establecidos en el anexo II.

La designación del sujeto representante de la unidad de programación se efectuará mediante la presentación por el sujeto titular ante el OS del correspondiente poder notarial que acredite este hecho.

12.4 Sujeto del mercado de las unidades de programación (o unidades de programación genérica/porfolio):

El Sujeto de Mercado de la unidad de programación será el responsable de dicha unidad de programación en el mercado de producción.

Deberá ser entendido como aplicable a los sujetos titulares y a los representantes de unidades de programación.

Corresponderá al Sujeto de Mercado:

- a) La solicitud de alta, baja y comunicación de modificaciones relativas a la unidad de programación en el sistema de información del OS.
- b) En su caso, la comunicación al OS de la designación o modificación de sujeto representante para la gestión de dicha unidad de programación.
- c) Comunicar al OS la nominación de los programas horarios de energía de dicha unidad de programación, comunicando, además, en su caso, las unidades de programación que actúan de contrapartes en el caso de las transacciones correspondientes a contratos bilaterales con entrega física.
- d) Facilitar al OS el desglose de los programas por unidades físicas y/o, en su caso, por unidades de producción equivalentes, de acuerdo con los criterios de desagregación de programas que haya establecido el OS de forma específica para dicha unidad de programación.
- e) Interlocución para el intercambio de información con el OS.

13. Pruebas de los nuevos sistemas de información.

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 sujetos afectados.

ANEXO I

Horarios establecidos para los intercambios de información

- *Horarios de publicación de programas y otros intercambios de información.*

Concepto	Hora
Nominación de los SM al OS (sistema eléctrico español) de la capacidad asignada en las subastas explícitas de capacidad anuales y mensuales en la interconexión Francia-España.	8:30 horas.
El OS pone a disposición del OM y de los SM la información de los derechos físicos de capacidad obtenidos en horizontes anual y mensual para la interconexión Francia-España y cuyo uso ha sido notificado en ambos sistemas eléctricos.	≤ 9:00 horas
Comunicación por los SM al OS de las nominaciones de contratos bilaterales:	
- Contratos bilaterales internacionales con entrega física a través de interconexiones fuera del ámbito del MIBEL en las que no esté establecido un procedimiento coordinado de asignación de capacidad.	≤ 10:15 horas
Contratos bilaterales nacionales con entrega física que han elegido la opción de nominación firme previa al mercado diario.	
Publicación por el OS de la información previa al MD.	≤ 10:30 horas
El OS pondrá a disposición del OM los valores de capacidad máxima en las interconexiones internacionales utilizables en el proceso de casación de ofertas en el MD (ATC).	≤ 10:30 horas
Puesta a disposición del OM de la información relativa a los contratos bilaterales nominados al OS con anterioridad al MD.	
Publicación PDBC.	≤ 13:00 horas
Envío por los SM al OS de las nominaciones de programa por unidad de programación:	
- Nominaciones de contratos bilaterales después del MD.	
- Nominaciones de programa de Unidades de Programación UP, integradas junto a otras UP en una misma unidad de oferta.	
	≤ 13:20 horas (en todo caso, hasta 20 min tras la publicación del PDBC)
En caso de desacoplamiento de mercados y celebración de la Subasta Diaria de Respaldo (SDR) en la interconexión Francia-España, nominación de los contratos bilaterales internacionales con entrega física entre la UPG y la unidad en frontera. Envío de los SM al OS del programa correspondiente a:	
- Desgloses de UP en UF.	
- Potencia hidráulica máxima y mínima por unidad de programación hidráulica.	
Publicación PDBF.	≤ 13:30 horas (en todo caso, hasta 30 min tras publicación PDBC)
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 SM 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.	≤ 14:45 horas a) (en todo caso, hasta 75 min tras publicación PDBF).
Requerimientos de reserva de regulación secundaria.	≤ 14:45 horas
Presentación de ofertas de regulación secundaria.	≤ 16:00 horas (en todo caso, hasta 75 minutos tras la publicación del PDVP).
Asignación de reserva de regulación secundaria.	≤ 16:30 horas (en todo caso, hasta 30 minutos tras el cierre de presentación de ofertas de regulación secundaria)
Requerimientos de reserva de regulación terciaria.	≤ 21:00 horas
Presentación de ofertas de regulación terciaria.	≤ 23:00 horas

Notas:

D: Día de programación. Salvo otra indicación, todos los horarios anteriores corresponden al día D-1 (día inmediatamente anterior al de operación).

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 de la generación, el OS, en coordinación con el OM, mediante los correspondientes mensajes específicos y plazos de envío, realizará las actuaciones oportunas para su resolución y, en su caso, procederá a la publicación de nuevas versiones de estas publicaciones (Comunicación de bilaterales, PDBF, PDVP, PHF y PHFC), manteniendo informados en todo momento a los SM de estas actuaciones, a través de la Web de Sujetos del eSIOS. 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.

En caso de que se produzcan retrasos en alguna otra publicación se modificarán los horarios según se describe en el texto del 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 SM mediante la página Web de Sujetos del Mercado del eSIOS.

- *Horarios de publicación de los PHF tras las sesiones de subastas del mercado intradiario.*

	Sesión 1ª	Sesión 2ª	Sesión 3ª	Sesión 4ª	Sesión 5ª	Sesión 6ª
Cierre de sesión	15:00	17:50	21:50	1:50	4:50	9:50
Casación	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

	Sesión 1ª	Sesión 2ª	Sesión 3ª	Sesión 4ª	Sesión 5ª	Sesión 6ª
Recepción de nominaciones por UP y desgloses de programa (*)	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 la casación

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

ANEXO II

Unidades de programación localizadas en el sistema eléctrico peninsular español

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

1. Unidades de programación para la entrega de energía
 - a) Grupo térmico no incluido en el apartado d de este anexo 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 correspondiente, 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, en los siguientes tipos: nuclear, gas natural-ciclo combinado, carbón-hulla sub-bituminosa o lignito, carbón-hulla antracita, fuel y gas natural.

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, correspondiendo cada modo a una configuración de funcionamiento.

Con carácter excepcional, el Operador del Sistema podrá solicitar que determinados grupos térmicos de potencia neta inferior a 100 MW, por su relevancia para la operación del sistema, se constituyan en una unidad de programación.

b) Unidades de gestión hidráulica:

Se constituirá una única unidad de programación por cada conjunto de centrales hidroeléctricas (incluidas aquellas pertenecientes a los subgrupos b.4.1, b.4.2, b.5.1 y b.5.2 establecidos en 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) que pertenezcan a una misma unidad de gestión Hidráulica (UGH) debidamente constituida, conforme a los criterios establecidos en la regulación vigente.

Cada unidad de gestión hidráulica estará compuesta por varias unidades físicas, entre las que pueden estar incluidas instalaciones de bombeo mixto, que por su propia naturaleza no pueden desligarse de la gestión integrada de cuencas. Se considerará como unidad física a cada instalación, entendiéndose como tal, cada clave diferenciada del Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica correspondiente a una central hidroeléctrica.

c) Unidades de generación pertenecientes a centrales reversibles de bombeo:

Se constituirá una única unidad de programación para el conjunto de grupos de bombeo asociados a una central reversible de bombeo puro que evacúe en un determinado nudo de la red de transporte o de la red de distribución.

Cada unidad de programación 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.

Esta unidad de programación para la entrega de energía será diferente de la unidad de programación (y de las correspondientes unidades físicas) que se asignará (o asignarán) a la misma instalación para la programación del consumo de bombeo de ese mismo conjunto de grupos.

Las instalaciones pertenecientes a centrales reversibles de bombeo se clasificarán a nivel de unidad física en instalaciones asociadas a bombeo puro. A estos efectos y para las instalaciones inscritas en la sección primera del Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica se utilizará la información establecida a este respecto en el citado registro.

d) Unidades de generación pertenecientes a instalaciones o agrupaciones de instalaciones a partir de fuentes renovables (salvo UGHs), de cogeneración y de residuos, de potencia neta superior a 1 MW:

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, y cuya potencia neta o suma de potencias netas de las instalaciones que conforman una misma agrupación sea superior a 1 MW, se constituirá una única unidad de

programación para la entrega de energía, por Sujeto de Mercado y tipo de producción UP, conforme a lo establecido 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 combustible principal, obtenida del Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica correspondiente.

De esta forma, cada Sujeto de Mercado dispondrá, con carácter general, como máximo, de tantas unidades de programación como tipos de producción definidos en el cuadro anterior compongan su parque de generación, de modo que cada unidad de programación integre en el mercado la generación de un único tipo de producción.

Cada unidad de programación de cada Sujeto de Mercado estará compuesta a su vez por una o más unidades físicas con el mismo tipo de producción que la unidad de programación.

Se considerarán como unidades físicas:

- Cada instalación, entendiendo como tal, cada clave diferenciada del correspondiente Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica. 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.
- Cada conjunto de instalaciones pertenecientes a una misma agrupación, de acuerdo con la definición dada en el artículo 7.c 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.

Adicionalmente, y respetando los criterios de Sujeto de Mercado y tipo de producción de la unidad de programación, en su caso se deberán distinguir, de forma específica,

tantas unidades de programación como sean necesarias, al objeto de poder diferenciar entre:

- Generación gestionable y no gestionable de acuerdo con la definición dada en el anexo XV del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, sólo en caso de instalaciones renovables, para la aplicación de los criterios de prioridad de despacho.
- 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

Asimismo, en el caso de que las características específicas de alguna instalación hiciesen necesario su tratamiento individualizado por el Operador del Sistema, el Sujeto de Mercado dispondrá de la correspondiente unidad de programación específica con una o varias unidades físicas, atendiendo a criterios técnicos u operativos debidamente justificados.

- e) Unidades de generación pertenecientes a instalaciones o agrupaciones de instalaciones a partir de fuentes renovables (salvo UGHs), de cogeneración y de residuos de potencia neta menor o igual a 1 MW y que no forman parte de una agrupación cuya suma total de potencias instaladas sea mayor de 1 MW:

Con carácter general, se constituirá una única unidad de programación de generación perteneciente a instalaciones renovables, de cogeneración y de residuos de potencia neta menor o igual a 1 MW por Sujeto de Mercado y tipo de producción UP, conforme a lo establecido 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	

De esta forma, cada Sujeto de Mercado dispondrá, con carácter general, como máximo, de tantas unidades de programación como tipos de producción definidos en

el cuadro anterior compongan su parque de generación, de modo que cada unidad de programación integre en el mercado la generación de un único tipo de producción.

Cada unidad de programación estará compuesta por una única unidad física que agrupará a todas las instalaciones de potencia neta menor o igual a 1 MW del mismo tipo de producción y Sujeto de Mercado. Se entenderá como instalación, cada clave diferenciada del correspondiente Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica.

Asimismo, y respetando los criterios de Sujeto de Mercado y tipo de producción de la unidad de programación, en su caso, se deberán distinguir, de forma específica, tantas unidades de programación como sean necesarias al objeto de poder diferenciar entre:

- Generación gestionable y no gestionable de acuerdo con la definición dada en el anexo XV del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, sólo en caso de instalaciones renovables, para la aplicación de los criterios de prioridad de despacho.
- Generación a la que le son de aplicación / no le son de aplicación los criterios de prioridad de despacho.

En el caso de que las características específicas de alguna instalación hiciesen necesario su tratamiento individualizado por el Operador del Sistema, como por la participación en los servicios de ajuste del sistema de carácter potestativo, entre otros, el Sujeto de Mercado podrá disponer de la correspondiente unidad de programación específica integrada, a su vez, por unidades físicas individuales, atendiendo a criterios técnicos u operativos debidamente justificados. En este caso, a la unidad de programación en cuestión (integrada por instalaciones de potencia neta menor o igual a 1 MW) le serán de aplicación los criterios establecidos en el apartado anterior.

f) Unidades de programación para la importación de energía:

Cada sujeto autorizado para la importación de energía desde sistemas externos al sistema eléctrico español dispondrá de una única unidad de programación para la integración en el mercado de la energía importada a través de cada una de las interconexiones internacionales para las que disponga de la correspondiente autorización para la importación de energía.

Consideraciones sobre el Sujeto de Mercado asociado a las unidades de programación para la entrega de energía:

El Sujeto de Mercado asociado a las unidades de programación que representan a unidades de generación localizadas en el sistema eléctrico peninsular español, a las que se refieren los apartados 1.a, 1.b, 1.c y 1.d anteriores, podrá ser, en cumplimiento de la legislación vigente:

- El propio Sujeto de Mercado productor, propietario de las instalaciones de producción o bien el copropietario que actúe en cada momento como responsable de dichas instalaciones ante el Operador del Sistema, en el caso de centrales de propiedad compartida. En el caso del Sujeto de Mercado asociado a las unidades de programación referidas al apartado 1.d, será obligatorio dar de alta el Sujeto de Mercado titular, el representante, en el caso

de que sea necesario, así como la relación entre éstos y las unidades de programación.

- Un Sujeto de Mercado que actúe como representante por cuenta ajena indirecta (en nombre propio). El representante de sujetos propietarios de instalaciones de producción podrá actuar con sus propias unidades de programación de representante, o con la unidad de programación del Sujeto de Mercado propietario de la instalación.
- Un Sujeto de Mercado que actúe como representante por cuenta ajena directa (en nombre ajeno). En este caso el representante de Sujetos del Mercado propietarios de instalaciones de producción actuará con la unidad de programación del Sujeto de Mercado propietario de la instalación.
- Un Sujeto de Mercado comercializador autorizado para la venta de energía. El comercializador que establezca un contrato de comercialización con sujetos propietarios de instalaciones de producción actuará con las propias unidades de programación del sujeto comercializador.

En el caso del apartado 1.e, el Sujeto de Mercado asociado a las correspondientes unidades de programación podrá ser únicamente un representante o un comercializador, siempre y cuando dispongan de representante o comercializador. En caso de no disponer de representante o comercializador, podrá actuar con las unidades de programación del productor.

Consideraciones sobre las instalaciones renovables y las cogeneraciones de alta eficiencia:

A efectos de la organización de las unidades de programación y de la aplicación de los criterios de prioridad de despacho establecidos en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico y en 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:

- El OS considerará una instalación como renovable cuando la instalación esté clasificada dentro de la categoría b del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio. A estos efectos, se consideran incluidas en la categoría b del citado real decreto, las instalaciones de producción inscritas en la sección primera del Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica como hidráulica de tipo embalse o fluyente, y las instalaciones de la sección segunda que aparezca dicha categoría b en su inscripción en el registro.
- El OS considerará una instalación como cogeneración de alta eficiencia cuando cumpla los requisitos establecidos en el Real Decreto 616/2007, de 11 de mayo, sobre fomento de la cogeneración. Estos requisitos se podrán acreditar por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia para las instalaciones de cogeneración con régimen retributivo específico o, en el caso de no tener reconocido el régimen retributivo específico, mediante un

certificado de una entidad reconocida por la administración competente en la que se determine la eficiencia del proceso de cogeneración. El Sujeto de Mercado deberá presentar esta certificación al OS por los medios que éste establezca a tal efecto.

- El OS considerará el carácter fluyente o de embalse de las unidades físicas de acuerdo a la información disponible en el Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica, o en su defecto se considerará que la instalación es de tipo fluyente, salvo acreditación oficial respecto a su carácter de instalación asociada a un embalse, que deberá ser presentada al OS por los medios que éste establezca a tal efecto.
- El OS considerará como generación hidráulica gestionable las instalaciones hidráulicas inscritas en la sección primera del Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica y las instalaciones de la sección segunda en las que aparezca dicha categoría b y tipo embalse en su inscripción en el registro. El resto de instalaciones hidráulicas serán consideradas como no gestionables.

2. Unidades de programación para la adquisición de energía.

a) Adquisición de energía por comercializadores:

Cada sujeto comercializador en mercado será titular de una única unidad de programación para el conjunto de sus suministros dentro del sistema eléctrico peninsular español.

b) Adquisición de energía por consumidores directos en mercado:

Cada sujeto consumidor directo en mercado 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 con la misma fiscalidad del Impuesto Especial sobre la Electricidad.

Cada sujeto 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 sujeto 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.

c) Adquisición de energía por productores para consumo de bombeo:

Cada Sujeto de Mercado será titular de una única unidad de programación para la adquisición 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 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.

d) Adquisición de energía por productores para consumos auxiliares.

Cada sujeto del Mercado podrá ser titular de una única unidad de programación para la adquisición del consumo horario de servicios auxiliares de todos los servicios auxiliares de sus instalaciones de generación, entendiéndose por servicios auxiliares los definidos en el artículo 3 del Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, aprobado por el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.

En el caso de las unidades de programación pertenecientes a los apartados 1.a, 1.b y 1.c. de este anexo, cada Sujeto de Mercado que opte por disponer de este tipo de unidades deberá ser titular de una unidad de programación para adquisición de energía para los consumos auxiliares por cada una de las unidades de programación asociadas.

La adquisición de energía por productores para consumos auxiliares se realizará cuando el saldo neto horario de energía sea consumidor.

e) Unidades de programación para la exportación de energía:

Cada sujeto autorizado para la exportación de energía desde el sistema eléctrico español a sistemas externos será titular de una única unidad de programación para la integración en el mercado de la energía exportada a través de cada una de las interconexiones internacionales para las que disponga de la correspondiente autorización.

f) Adquisición de energía en el mercado para el suministro de energía desde el sistema eléctrico peninsular al sistema eléctrico balear:

Cada sujeto del sistema eléctrico balear autorizado para la adquisición de energía en el sistema eléctrico peninsular 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.

3. Unidades de programación genéricas.

Cada sujeto podrá solicitar disponer de una única unidad de programación genérica que permitirá la programación de entregas o tomas de energía por sujeto en cartera, para:

- La notificación del uso de la capacidad asignada en subastas explícitas en la interconexión entre España y Francia.
- La integración en el mercado de producción de la generación comprometida en contratos bilaterales físicos.

4. Unidades de programación porfolio.

Cada Sujeto de 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.

5. Identificación de unidades de programación y unidades físicas

Cada unidad de programación o 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) n.º 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) n.º 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).

ANEXO III

Declaración de alta de contratos bilaterales con entrega física ante el Operador del Sistema

Los contratos bilaterales con entrega física podrán ser establecidos entre los Sujetos del Mercado (productores, comercializadores, consumidores directos en mercado y comercializadores de referencia) utilizando las unidades de programación físicas o genéricas establecidas en el anexo II.

La declaración de contratos bilaterales se realizará desde la página Web de Sujetos del eSIOS.

Tras la solicitud de alta del contrato bilateral, el OS revisará si la información sobre el mismo es correcta y completa y procederá a comunicar la fecha de alta del mismo al SM solicitante.

Los contratos bilaterales internacionales para la importación de energía en el ámbito del MIBEL, tendrán asociada únicamente como unidad vendedora la correspondiente unidad de programación para la importación de energía.

Los contratos bilaterales internacionales para la exportación de energía en el ámbito del MIBEL, tendrán asociada únicamente como unidad compradora la correspondiente unidad de programación para la exportación de energía.

Los contratos bilaterales internacionales para la importación/exportación de energía a través de interconexiones para las que esté establecido un mecanismo coordinado de gestión de la capacidad de intercambio, tendrán asociadas como contraparte de las unidades de programación de importación/exportación, unidades de programación genéricas.

La nominación de estos contratos declarados ante el OS deberá ser acorde con lo establecido en este procedimiento y deberá respetar los horarios de comunicación al OS fijados en el mismo.

ANEXO IV

Reclamaciones a la gestión de los mercados de servicios de ajuste del sistema

Una vez publicados los resultados de los procesos de asignación de ofertas de los distintos mercados de servicios de ajuste del sistema, los Sujetos del Mercado asociados a las unidades de programación podrán presentar reclamaciones a estos procesos mediante la aplicación "*Gestión de Reclamaciones*" puesta a su disposición a estos efectos por el OS, pudiendo adelantar la información referente a la existencia de esta reclamación, a través de comunicación telefónica, fax o correo electrónico dirigido a las direcciones de correo electrónico establecidas específicamente a estos efectos, siendo necesaria, en cualquier caso, la existencia de una comunicación formal expresa a través de la aplicación informática "*Gestión de Reclamaciones*", para su consideración como reclamación formal.

El OS gestionará en un plazo no superior a tres días hábiles siguientes al de la fecha de recepción de la reclamación, la comunicación de la resolución de la reclamación al sujeto que ha presentado la misma. No obstante, se podrá disponer de un plazo mayor, previa justificación.

En caso de que la reclamación haya sido resuelta finalmente como desestimada, el Sujeto de 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 sujeto 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 la Disposición Transitoria Octava del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

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 (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. 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. 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 (RR TSO's Proposal for the Replacement Reserves Implementation Framework (RRIF))*", aprobado con fecha 15/01/2019 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 sujetos habilitados como proveedores del servicio de reservas de sustitución, según el apartado 4 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.

4. 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 las Condiciones relativas al balance, a las que se refiere el artículo 18 del Reglamento EB, 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. Desde ese momento, y hasta el establecimiento de un procedimiento de pruebas de habilitación específico para el producto RR, el OS seguirá aplicando las pruebas de habilitación vigentes, de aplicación para la participación de las instalaciones en el actual servicio de gestión de desvíos.

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.

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. 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.

6. 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 sujetos del 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.

7. 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:
 - Resultados de la activación del producto RR (ofertas aceptadas y precios).

- 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.

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 al OS y la hora límite para el envío de la información a la plataforma europea de RR por parte del OS 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 tras el mercado intradiario continuo de ámbito europeo se reciba con una antelación inferior a 5 minutos respecto a la hora límite para el envío de la información a la plataforma europea de RR por parte de los TSOs, 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.

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

8.1 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.

8.2 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.

8.3 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.

8.4 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.

8.5 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 sujetos del 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.

8.6 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.

9. 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 activación 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 horario. 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 OS.

10. Publicación de información.

El operador del sistema publicará la información que se indica a continuación, con la periodicidad y desglose que se determina en el procedimiento que establece los intercambios de información del operador del sistema.

- El operador del sistema publicará tan pronto como esté disponible la siguiente información para cada periodo de programación: necesidades satisfechas del sistema eléctrico peninsular español de activaciones de energía de balance de tipo RR enviadas a la plataforma europea de balance RR, indicando el sentido (subir/bajar) y el tipo de necesidad (inelástica/elástica).
- Curvas agregadas de ofertas de energía de balance tipo RR a subir y a bajar del sistema eléctrico peninsular español enviadas a la plataforma europea RR.

- Volumen total de energía de balance tipo RR asignada a los proveedores del servicio del sistema eléctrico peninsular español por la plataforma europea RR.
- Precio marginal cuarto-horario correspondiente a la activación de energía de balance tipo RR en el área correspondiente al sistema eléctrico peninsular español.
- Programas de intercambio de energía en las interconexiones de Francia-España y Portugal-España, derivados de la activación de energías de balance de tipo RR.
- Información relativa a los requisitos de control de flujo en las interconexiones:
 - Requisitos de control de flujo en las interconexiones solicitados desde el sistema eléctrico español para las interconexiones entre Francia - España y Portugal - España.
 - Costes/ingresos del sistema eléctrico español derivados de la consideración de los requisitos de control de flujo en las interconexiones internacionales.

11. 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, 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 sujetos del mercado y el operador del sistema. Estos límites técnicos aplicables en su caso 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. 7.2 Regulación secundaria

1. Objeto.

El objeto de este procedimiento es reglamentar el servicio de regulación secundaria del sistema eléctrico peninsular español. En el mismo se establecen los criterios relativos a los siguientes aspectos:

- Provisión del servicio.
- Asignación de la prestación.
- Control y medida de la prestación del servicio.
- Criterios de liquidación económica del servicio.

En este procedimiento se incluyen también los criterios técnicos referentes al sistema de Regulación Compartida Peninsular (RCP) y a las zonas de regulación secundaria, mediante los cuales se provee este servicio.

Los criterios referidos al proceso europeo de compensación de desequilibrios (*Imbalance Netting*) se recogen en el anexo V de este procedimiento.

2. Ámbito de aplicación.

Este procedimiento es de aplicación al Operador del Sistema (OS) y a las instalaciones de producción, así como a los sujetos responsables de zonas de regulación.

3. Definiciones.

3.1 Servicio de Regulación Secundaria.

El Servicio de Regulación Secundaria es un servicio del sistema de carácter potestativo gestionado por mecanismos de mercado.

Los objetivos del servicio de regulación secundaria son:

- Anular los desvíos en cada instante respecto a los programas de intercambio, teniendo en cuenta asimismo las consignas recibidas del proceso europeo de compensación de desequilibrios en tiempo real.
- Mantenimiento de la frecuencia del sistema en su valor de referencia.

El servicio de regulación secundaria es prestado por las zonas de regulación (también denominadas zonas de control) en respuesta a los requerimientos del regulador maestro del OS. A este regulador maestro se le conoce con las siglas RCP (Regulación Compartida Peninsular).

3.2 Sistema de regulación compartida peninsular (R.C.P.).

La R.C.P. (Regulación Compartida Peninsular) 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).

3.3 Zona de regulación.

Una zona de regulación es una agrupación de unidades de producción 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.

Las zonas de regulación están constituidas por unidades, previamente habilitadas por el OS y que responden a las señales de control enviadas por el correspondiente AGC y por unidades no habilitadas para la participación activa en el servicio de regulación secundaria. En el anexo III, Descripción técnica de la regulación compartida del Sistema Peninsular, se describe la respuesta dinámica exigida a las zonas de regulación.

3.4 Reserva de regulación secundaria.

La reserva de regulación secundaria a subir/ bajar es el valor máximo de variación de potencia en que es posible modificar la generación del conjunto de unidades de producción en control en el sentido correspondiente y con la velocidad establecida, en respuesta a los requerimientos del sistema de control.

3.5 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 producción 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 en unidades de producción de una zona de regulación que no estén directamente ligados con los cambios de generación requeridos 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.

Los proveedores del servicio de regulación secundaria son las zonas de regulación.

4.1 Constitución y modificación de las zonas de regulación.

Tanto la constitución como cualquier modificación que afecte a la composición de una zona de regulación, 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.

Inclusión/exclusión de una unidad de programación sin participación activa en la prestación del servicio.

Modificación de las unidades físicas que componen una unidad de programación incluida en zona de regulación.

Habilitación de una nueva unidad física o agregación de unidades físicas para la participación activa en la regulación dentro de una zona.

Para la autorización de constitución o modificación de una zona de regulación deben cumplirse los requisitos incluidos en el anexo I.

La condición de habilitación de una zona de regulación quedará sin efectos en el caso de que ninguna de las unidades de producción integradas en dicha zona tenga capacidad técnica reconocida para la prestación activa del servicio de regulación secundaria.

4.2 Inclusión de unidades físicas de producción en una zona de regulación.

Para la inclusión de unidades físicas de producción en una zona de regulación se deberán cumplir los requisitos establecidos en el anexo I.

4.3 Habilitación de unidades para presentación de ofertas y participación activa en la regulación.

Dentro del conjunto de unidades de programación de generación integradas en una zona de regulación, únicamente podrán ofertar este servicio y responder a las consignas enviadas por el AGC aquellas unidades aptas para participar en los servicios de ajuste del sistema, de acuerdo con los criterios de aptitud establecidos mediante Resolución de la Secretaría de Estado de Energía y habilitadas para ello por el OS, mediante la superación de las pruebas para la participación en el servicio de regulación secundaria aprobadas mediante Resolución de la Secretaría de Estado de Energía.

Para la aceptación de ofertas y consideración a todos los efectos de la participación en la regulación secundaria de una unidad de producción, el responsable de la zona de regulación deberá contar con la autorización expresa del OS.

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, 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.

4.4 Información a suministrar al Operador del Sistema.

Las zonas de regulación y las unidades de producción que deseen participar en la prestación del servicio de regulación secundaria dentro de una zona, deberán suministrar al OS toda la información requerida por el procedimiento de operación 9, por el que se establece la información intercambiada, para permitir el adecuado funcionamiento de la regulación secundaria del sistema.

El OS mantendrá actualizada una relación de las zonas de regulación autorizadas para la prestación del servicio de regulación secundaria, indicándose para cada una de ellas, las unidades de producción integradas en la misma (lista de unidades de programación de generación y unidades físicas que las componen). En esta relación se identificarán las unidades de producción 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 otros sujetos del sistema eléctrico 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.

4.5 Transferencia del control al sistema de respaldo.

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.

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 producción para participar activamente en la prestación del servicio.

- Determinar y comunicar diariamente a los sujetos del 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.

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 V.

- 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. Presentación de las ofertas y asignación del servicio.

6.1 Presentación de ofertas.

Los sujetos del mercado responsables de zonas de regulación podrán presentar, para las unidades de programación de generación habilitadas (estando constituida cada una por una o más unidades de producción habilitadas para la prestación del 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 períodos de programación del día siguiente.

Las ofertas deberán respetar los precios máximos que, en su caso, puedan ser establecidos por la normativa de aplicación.

Estas ofertas deberán contener la información que aparece detallada en el anexo II del presente procedimiento.

El sujeto responsable de cada zona de regulación podrá presentar así para cada unidad de programación habilitada incluida en su zona una oferta de banda de potencia de regulación secundaria compuesta 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.

6.2 Criterios de asignación.

El OS asignará aquellas ofertas que, en conjunto, representen un menor sobrecoste total.

Para la asignación de ofertas se tendrán 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 asociado, en su caso, crease una restricción técnica en el sistema, no se considerará 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 de generación 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 se requiriera un redespacho de energía sobre el programa asignado a dicha unidad de programación en el Programa Viable Provisional (PVP), el sujeto responsable de dicha unidad de programación deberá acudir al Mercado Intradía para obtener el redespacho necesario.

En caso de que no haya podido obtenerlo habiendo participado en el Mercado Intradía como tomador de precio, el sujeto responsable de dicha unidad de programación lo comunicará al OS indicando asimismo el redespacho necesario. En este caso, el OS modificará el programa de la correspondiente unidad de programación según las necesidades del redespacho y resolverá el descuadre provocado mediante la convocatoria del mercado de gestión de desvíos, y si no se diesen las condiciones necesarias para esta convocatoria, resolverá el descuadre en tiempo real mediante la asignación, en su caso, de reserva de regulación terciaria, incurriendo el sujeto afectado en el coste del desvío correspondiente.

6.3 Comunicación de los resultados de la asignación

El OS, en los plazos fijados en el procedimiento de operación por el que se establece el proceso de programación de la generación, comunicará los resultados del proceso de asignación de ofertas de banda de potencia de regulación secundaria a los sujetos productores responsables de cada unidad de programación y a los responsables de las zonas de regulación en la que están incluidas.

El OS comunicará, además, a los responsables de cada zona de regulación, para cada periodo de programación del día siguiente, los coeficientes de participación de dicha zona en los requerimientos de reserva de regulación secundaria global del sistema eléctrico peninsular español, resultantes del proceso de asignación de ofertas de banda de potencia de regulación secundaria.

6.4 Solución de anomalías y reclamaciones relativas al proceso de asignación de ofertas

Una vez publicado el resultado del proceso de asignación de ofertas de banda de potencia de regulación secundaria, los sujetos responsables de las zonas de regulación podrán presentar reclamaciones a este proceso, de acuerdo con lo fijado en

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

El OS gestionará, a la mayor brevedad posible, estas reclamaciones o cualquier anomalía que haya podido ser identificada en el proceso de asignación de ofertas, procediendo a efectuar un nuevo proceso de asignación, 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 máximo admisible establecidos y publicados por el OS, para garantizar que no se vean negativamente afectados los posteriores procesos de programación de la operación.

7. Mecanismo excepcional de asignación.

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 utilización de la reserva de regulación secundaria disponible en el sistema, justificando posteriormente sus actuaciones ante los sujetos del 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 de producción que hubiesen sido necesarias.

8. Mecanismo de reasignación de reserva en casos de pérdida de banda 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 de generación 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.

Asimismo, la asignación de redespachos de energía por mecanismos de emergencia con posterioridad a la asignación de reserva de regulación secundaria [asignación de reserva de regulación terciaria o gestión de desvíos por aplicación del Mecanismo Excepcional de Resolución (MER)], según lo establecido en los procedimientos de operación, puede ocasionar a las unidades de programación de generación 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 otros de sus grupos habilitados a los compromisos de banda de regulación secundaria 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 D-1 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 de generación incluidas en su zona y que habían adquirido compromisos de banda de potencia de regulación secundaria.

En el anexo IV se describe en más detalle este mecanismo para evitar incumplimientos de las zonas de regulación debidos a causas ajenas a las mismas.

9. 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 III).

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 periodo de programación.

10. 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 reserva de regulación secundaria en el mercado correspondiente.

- Variación de la reserva 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.

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

10.1 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 periodo de programación, para cubrir los requerimientos de reserva global de regulación secundaria del sistema eléctrico peninsular español.

10.2. 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 KS 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 periodo 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.

10.3. 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 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 (precio instrumental) vigente en el Mercado Diario.

10.4. Liquidación de asignaciones de banda y redespachos por aplicación del mecanismo excepcional de resolución (MER).

Las asignaciones de banda de potencia por aplicación del mecanismo excepcional de resolución (MER) que haya sido necesario realizar en cada periodo de programación para obtener la reserva de regulación requerida, 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 periodo horario correspondiente o, en su defecto, por el máximo precio de banda de la misma hora en los siete días anteriores.

Los redespachos de energía necesarios para obtener la banda de potencia asignada por aplicación del mecanismo excepcional de resolución (MER) serán valorados:

Para redespachos de energía a subir: A un precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de mayoración K_{MAY} , de valor igual a 1,15, por el precio marginal horario del mercado diario.

Para redespachos de energía a bajar: A un precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de minoración K_{MIN} , de valor igual a 0,85, por el precio marginal horario del mercado diario.

10.5. Distribución de los costes derivados de la provisión del servicio de regulación secundaria.

La liquidación de los costes derivados de la provisión del servicio de regulación secundaria será repercutida 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.

ANEXO I

Requisitos técnicos relativos al servicio de regulación secundaria

En todos los casos, es condición previa que el OS disponga de la información de la instalación establecida en la normativa vigente (Procedimiento de Operación 9).

1. Requisitos para constituir una nueva zona de regulación secundaria.

Tamaño de la zona de regulación, medido a través de su potencia instalada, que ha de ser igual o superior al mínimo requerido en la normativa vigente.

Cumplimiento de los requisitos técnicos y funcionales del sistema de control del centro de control de generación tal y como se describe en el anexo 1 del procedimiento de pruebas para la participación en el servicio de regulación secundaria aprobado mediante Resolución de la Secretaría de Estado de Energía.

Existencia de unidades físicas habilitadas para la participación activa en el servicio dentro de la zona de regulación.

2. Requisitos para la inclusión de unidades generadoras sin participación activa en el servicio de regulación secundaria.

Se deberá acreditar:

En el caso de unidades físicas cuya propiedad no coincida con la de la empresa titular de la zona de regulación en la que se solicita su inclusión, 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.

Adscripción al centro de control responsable de la zona de regulación.

Disponibilidad en el SIOS de los programas horarios de energía neta de dichas unidades de generación.

3. Requisitos para la participación activa en el servicio de regulación secundaria.

Para la habilitación de una unidad de producción para su participación activa en la regulación secundaria se deben superar las pruebas para la participación en el servicio de regulación secundaria aprobadas mediante Resolución de la Secretaría de Estado de Energía.

Se deberá verificar que todas las unidades de programación aportan una capacidad de oferta para la prestación de este servicio no inferior a 10 MW.

ANEXO II

Asignación del servicio complementario 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 sujetos del 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 sujetos 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 $RSBAN_{máx}$ (MW) y $RSBAN_{mín}$ (MW),

Donde h = Índice del periodo de programación correspondiente.

1.2. Programa Viable Provisional (PVP).

En el proceso de asignación, para establecer el punto de funcionamiento de cada unidad de producción, se toman en consideración los valores en energía del Programa Viable Provisional (PVP) para cada unidad de programación de generación (j), y para cada período de programación (h):

$$PVP_{hj}$$

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 presentadas por los sujetos productores.

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} (€/MWh). Las ofertas deberán respetar los precios máximos que, en su caso, puedan ser establecidos por la normativa de aplicación.
- Variación de energía necesaria respecto del programa PVP, VEP_h (+/- MWh).
- 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 ($RSBAN_{máx}$ y $RSBAN_{mín}$).

2. Asignación de las ofertas de reserva de regulación secundaria: Funcionamiento del algoritmo de asignación.

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

Si $RSBAN_{mín} < RNS_{subirhni} + RNS_{bajarhni}$, 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:

$$\text{Coste}_{nr} = PS_{bandahr} * 1000$$

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:

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

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

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 $\sum R_{subir_n}$ y $\sum R_{bajar_n}$ 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 $RSBAJ_h$):

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

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

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 de generación pertenecientes a dicha zona.

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

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

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. Por el contrario, a las ofertas rechazadas o truncadas en el proceso inmediatamente previo a la aplicación del algoritmo de asignación, o en el propio proceso de asignación, se les asocia un código de rechazo, visible en la última columna en la pantalla de asignaciones.

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 de generación, compuesta de un número no limitado 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:

El precio de oferta de cada bloque no deberá superar el precio máximo de banda de regulación secundaria establecido y publicado en su caso.

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 de generación 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 de generación 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 generación, 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 de generación no viole ninguna limitación por seguridad.
- Que la unidad de programación de generación no viole ninguna limitación por indisponibilidad (comunicada por el sujeto responsable de la unidad de programación o, en su defecto, introducida por el OS, tras comunicación previa del sujeto).

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. Así, por ejemplo, 22,4 se redondearía a 22 y 22,5 ó 22,6 a 23. En ningún caso el valor resultante del redondeo puede ser superior a la oferta inicial.

ANEXO III

Descripción técnica de la regulación compartida del Sistema Peninsular

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 estado de carga de los grupos conectados 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 generación 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 de los grupos incluidos en su zona.

Zona de Regulación: Conjunto de unidades físicas de generación cuya suma de medidas instantáneas de potencia neta activa entregada a la red es controlada por el regulador de 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 la potencia generada por los grupos 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 generada y frecuencia respecto a las consignas de una zona de regulación.

Generación de la Zona (PI): Valor instantáneo del total de las potencias netas generadas por cada uno de los grupos pertenecientes a una zona de regulación.

Programa de Generación de la Zona (NSI): Valor instantáneo del total de generación activa neta que corresponde a la suma del programa horario de las unidades de generación pertenecientes a una zona de regulación.

Desvío de Generación de la Zona (NID): Diferencia entre el valor del programa de generación y la generación activa neta real de una zona de regulación.

Generación en Control de la Zona (PGC): Valor instantáneo de la suma de 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 sincrona 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:

3.1 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.

3.2 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 generación 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 de la zona i
PI _i	=	generación de la zona i

La constante de "Bias" de frecuencia B_i para cada zona de regulación se determina como:

$$B_i = B \cdot K_{ri} \left[\frac{\text{MW}}{0.1 \text{ Hz}} \right] \quad (3)$$

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

En las ecuaciones anteriores la potencia programada se considera positiva. En consecuencia, un valor de desvío de generación positivo indica una deficiencia de generación en una zona de regulación determinada.

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 de energía en cada zona en el año natural anterior al momento del cálculo.

Adicionalmente, los coeficientes se recalcularán ante cambios estructurales significativos en las zonas de regulación:

- Si se incorpora una nueva zona, se recalculará el reparto de coeficientes teniendo en cuenta la producción de energía de los grupos que la componen a lo largo del año natural anterior.
- Si se elimina una zona, se recalculará el reparto de coeficientes sustrayendo su producción en el año natural anterior.
- Si se producen cambios significativos en la composición de alguna zona, se recalcularán igualmente los coeficientes teniendo en cuenta la producción en el año anterior de los grupos que hayan entrado o salido de la zona.

3.3 Transmitir a los Reguladores Maestros los siguientes valores:

- Desvío de generación de la zona (NID_i).
- Programa de generación de la zona (NSI_i).
- Desvío de frecuencia con respecto a 50 Hz (Δf_i).
- Potencia de generación en control (PGC_i).

- Suma de los límites reales¹ superiores de los generadores incluidos en el cálculo del PGC (PGCSUP_i).
- Suma de los límites reales inferiores de los generadores incluidos en el cálculo del PGC (PGCINF_i).
- Potencia activa de cada generador de la zona de regulación susceptible de formar parte del cálculo del PGC.
- Estado de regulación de cada generador 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.

¹ Se entiende por límites reales los límites alcanzables de cada grupo cumpliendo los requisitos de velocidad de respuesta del servicio de regulación secundaria.

- el estado del AGC de la zona.
- el estado de control de los grupos incluidos 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:

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 grupos regulando en la zona.
- el programa de generación 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 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:

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].

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 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:

$$PRR = F(CNID_R) - \sum_{i=1}^N \frac{1}{G} \cdot X_i \cdot NID_i \quad \text{si} \quad |PRR| \geq DBPRR \quad (4a)$$

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 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:

$$NID_R = NID_F - NID_P \quad (5)$$

$NID_R = NID_F$ si RCP en MODO CONTROL BLOCK A REGULAR PENÍNSULA (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 NFK_2 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.

$$FCNID_R = 0 \quad (8 b) \quad \text{cuando el valor absoluto del acumulador } A \text{ es inferior al umbral } NFK_1.$$

El acumulador A se calcula como el último valor de $CNID_R$ más el valor de la integral de $CNID_R$ (B^6) multiplicado por una ganancia NFK_3 . 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.

$$FCNID_R = 0 \quad (8 c) \quad \text{cuando siendo el valor absoluto del acumulador } A \text{ superior al umbral } NFK_1, \text{ el signo del } CNID_R \text{ es opuesto al signo de su integral.}$$

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.

$$FNID_R = CNID_R \cdot NFK_4 \quad (8 d) \quad \text{cuando el valor absoluto del acumulador } A \text{ es superior al umbral } NFK_1 \text{ y el signo del } NID_R \text{ coincide con el de su integral.}$$

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 NFK_4 .

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*.

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.

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:

$$CRR_i = K_i \cdot \left(PRR - \frac{1}{G} \cdot NID_i \right) \quad (10)$$

En ambos casos, K_i es el factor de participación asignado a la zona i , y calculado 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:

$$\begin{aligned} ACE_i &= CRR_i + \frac{1}{G} \cdot NID_i - 10 \cdot B_i \cdot \Delta f \\ &= -\frac{1}{G} \cdot NID_i + 10 \cdot B_i \cdot \Delta f + \frac{1}{G} \cdot NID_i - 10 \cdot B_i \cdot \Delta f = 0 \end{aligned}$$

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 por generación en control.

Potencia de generación en control deseada de la zona i.

En primer lugar, se determina la potencia de generación en control deseada para que la zona i anule su error de control de área. Se calcula como la potencia de generación 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.

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 los grupos 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.

- $CRR_i(t-1)$ = CRR_i enviado a la zona i en el ciclo anterior.
 $\Delta f_i(t-1)$ = 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 los grupos de la zona incluidos en el cálculo del PGC_i .

- o Sin cambios de estado de control de los grupos:

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 los grupos 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 $T1_i$

- o Con cambios de estado de control de los grupos:

Si ha habido cambios en el estado de control de los grupos de la zona, la respuesta esperada se hará igual a la potencia actual más el error filtrado del ciclo anterior:

$$SUM1_i(t) = PGC_i(t) + SUM_i(t - 1) \quad (14b)$$

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:

- o Si el valor de PGC_i es un valor comprendido entre el valor de $SUM1_i$ y el valor de $PGCD_i$:

$$ERR_i(t) = 0 \quad (15a)$$

- o Si el valor de PGC_i es más próximo a $SUM1_i$ que a $PGCD_i$:

$$ERR_i(t) = SUM1_i(t) - PGC_i(t) \quad (15b)$$

- o 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 valor del 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:

$$AT_i = K2 \cdot CTBCAP_i \cdot (RESNUP + RESNDW) \text{ si } AT_i \geq K4 \quad (17a)$$

$$AT_i = K4 \text{ si } AT_i < K4 \quad (17b)$$

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 de generación 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 generación deseada $PGCD_i$ y la generación 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:

$$LPRR = PRR \quad (21a) \quad \text{si } |PRR| > KD$$

o si $|PRR| \leq KD$ 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 ($CORFTR_i = 1$):

- o 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 .

$$CORFTR_i = CORFTR_i + \Delta 1 \cdot \frac{|SUM_i|}{AT_i} \quad (23a) \text{ si } CORFTR_i < 1$$

$$CORFTR_i = CORFTR_i + \frac{1}{\Delta 2} \cdot \frac{|SUM_i|}{AT_i} \quad (23b) \text{ si } 1 \leq CORFTR_i \leq 2$$

$$CORFTR_i = 0 \quad (23c) \text{ si } CORFTR_i > 2; \text{ en este caso el estado de la zona } i \text{ pasa a EMERGENCIA}$$

- o 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 .

$$CORFTR_i = CORFTR_i \cdot \Delta 2 \cdot \frac{AT_i}{|SUM_i|} \quad (24a) \text{ si } CORFTR_i > 1$$

$$CORFTR_i = CORFTR_i - \Delta 1 \cdot \frac{|SUM_i|}{AT_i} \quad (24b) \text{ si } CORFTR_i \leq 1$$

$$CORFTR_i = 0 \quad (24c) \text{ si } CORFTR_i \leq \Delta 1 \cdot \frac{|SUM_i|}{AT_i}, \text{ en este caso el estado de la zona } i \text{ pasa a EMERGENCIA}$$

- 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:

- La suma de los factores de participación de las zonas en estado ACTIVO debe ser 1 (siempre que además estén respondiendo correctamente).
- 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 CORFTRI 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:

$$K_{LIMITADOi} = \left(K_{MAX} - \sum_{j=1}^N K_j \right) \cdot \frac{K_i}{\sum_{k=1}^M K_k} \quad (31)$$

siendo:

- $K_{LIMITADOi}$ = 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 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.

⁸ Programa de generación 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.

Son constantes del algoritmo modificables por pantalla:

Constante de tiempo $T1_i$ 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 $T2_i$, umbral para el cálculo del LPRR KDPRR, etc.).

Parámetros utilizados en el filtro no lineal de NIDR (NFK1, NFK2, NFK3 y NFK4).

Umbral y bandas muertas utilizados en las diferentes fases de la lógica (UM, BM, UMAC, 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.

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 los grupos con posibilidad de regular.

Potencia individual generada por estos grupos.

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.

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.

La constante de Bias 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 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.
- 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 NID _R		
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 IV**Reasignación de banda por aplicación del mecanismo excepcional de resolución (MER)**

El propietario de una 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 reserva de regulación terciaria o de gestión de desvíos 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 PVD por su zona de regulación.

Tras la solicitud de reducción de banda asignada por parte del propietario de la zona de regulación afectada, el OS analizará, tanto de forma individual para cada unidad de producción, 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 o desvíos) por aplicación del MER.

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

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 sujeto 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 producción 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 realizada el día D-1 (vigente para el día D), 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 del día D.

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, estando referidos, por tanto, estos nuevos coeficientes al nuevo valor global de reserva de regulación resultante, tras descontar al

total de asignaciones del día $D - 1$ las desasignaciones descritas en el punto inmediato anterior.

En caso de que desaparezcan las causas que provocaron la aplicación del mecanismo de reducción de la banda (reduciéndose o desapareciendo la limitación por seguridad o la asignación del redespacho de energía de asignación de terciaria o desvíos por MER que provocaba un incumplimiento de la banda de reserva de potencia asignada en $D-1$), y 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 en el PVD 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.

ANEXO V

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 del Reglamento EB, 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 el Reglamento EB.

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 desequilibrios.

El proceso de compensación de desequilibrios 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.

6. Publicación de información.

El operador del sistema publicará la siguiente información:

- 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.
- Precios cuarto-horarios del proceso de IN de aplicación al bloque de control peninsular español. Las energías compensadas en cada hora se publicarán en la web pública de esios; en el primer día laborable siguiente al día D. Los precios de aplicación a la energía compensada, calculados por la plataforma europea de IN, se publicarán mensualmente en la web pública.

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

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 resolución de desvíos generación-consumo 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.

Este procedimiento es de aplicación al Operador del Sistema y a los sujetos del mercado de producción de energía eléctrica.

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.

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.

3.3 Fórmulas.

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

El término “PMD” en las fórmulas de este procedimiento de operación significa precio del mercado diario.

En las fórmulas de reparto se aplicará el método de redondeo de mínimo error para obtener resultados redondeados que sumen la cantidad a repartir.

3.4 Términos

En este procedimiento de operación el término “*consumidor directo*” se refiere a Consumidor Directo en Mercado.

“*Unidad de programación de comercialización*” se refiere a la unidad de programación de un comercializador para compra de energía para suministro a sus clientes nacionales en la península.

“Unidad de programación de consumidor directo” se refiere a la unidad de programación de consumidores directos en mercado para compra de energía para su consumo en la península.

“Unidad de adquisición para demanda” se refiere, en general, a las unidades de programación de los dos párrafos anteriores.

“Unidad u ” se refiere a unidad de programación.

“Energía de balance del producto RR” o “energía de balance RR” se refiere a la energía de activación de ofertas correspondientes al producto de reservas de sustitución (Replacement Reserves, RR por sus siglas en inglés)

“Programas de intercambio transfronterizos de producto RR” o “Programas de intercambio RR” se refiere a los 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),

4. RESTRICCIONES TÉCNICAS DEL PROGRAMA DIARIO BASE DE FUNCIONAMIENTO (PDBF).

4.1 Modificaciones del PDBF por criterios de seguridad.

4.1.1 Restricciones técnicas del PDBF a subir en Fase 1 a unidades de venta.

4.1.1.1 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.

4.1.1.2 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:

$$DCERPVPVOC_u = ERPVPVOC_u \times POPVPVDIA_u + DCACCCO_u$$

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:

$$POPVPVDIA_u = \text{mínimo}(IMPPVP_u, IMPPHFC_u) / \sum_h ERPVPVOC_{u,h}$$

$DCACCCO_u$ = Derecho de cobro por arranques de turbinas de gas por cambios requeridos en el modo de funcionamiento de ciclos combinados multieje, donde:

$$DCACCCO_u = NACCC_u \times PACH_u$$

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:

$$IMPPVP_u = NAF_{u,pvp} \times PAF_u + NAC_{u,pvp} \times PAC_u + NHES_{u,pvp} \times PHC_u + ERPVP_u \times PEC_u$$

donde :

- $NAF_{u,pvp}$ = Número de arranques diarios en frío programados en PDVP.
 PAF_u = Precio del arranque en frío en la oferta compleja.
 $NAC_{u,pvp}$ = Número de arranques diarios en caliente programados en PDVP.
 PAC_u = 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.
 PHC_u = Precio por hora en la oferta compleja.
 $ERPVP_u$ = Energía diaria a subir para la resolución de restricciones técnicas del PDBF con utilización de la oferta compleja.
 PEC_u = 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.

$$IMPPHFC_u = NAF_{u,phfc} \times PAF_u + NAC_{u,phfc} \times PAC_u + NHR_{u,phfc} \times PHC_u + PHFC_{u,phfc} \times PEC_u - IMDCBMI$$

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.

4.1.1.3 Sin oferta o insuficiencia de la oferta existente.

La asignación de energía a subir para la resolución de restricciones técnicas del PDBF por mecanismo excepcional de resolución dará lugar a un derecho de cobro de la unidad u que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCERPVPVMER_u = ERPVPVMER_u \times 1,15 \times PMD$$

donde:

- $ERPVPVMER_u$ = Energía redespachada a subir por restricciones técnicas del PDBF por mecanismo excepcional de resolución de la unidad de venta u

4.1.2 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:

$$DCERPVP_{Cu} = ERPVP_{Cu} \times PMD$$

donde:

$ERPVP_{Cu}$ = Energía a subir redespachada para la resolución de restricciones técnicas del PDBF de la unidad de compra u .

4.1.3 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:

$$OPERPVPV_u = ERPVPV_{Bu} \times PMD$$

donde:

$ERPVPV_{Bu}$ = Energía a bajar redespachada para la resolución de restricciones técnicas del PDBF de la unidad de venta u .

4.1.4 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 multieje, 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 el apartado 4.1.1 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:

$$\text{EINCPVP}_u = \text{MAX} [- \text{ERPVP}_u , \text{MIN} (0 , \text{MEDRTR} - \text{PVP})]$$

donde:

$$\text{MEDRTR} = \text{MBC}, \quad \text{si } \text{RTR} \geq 0 \text{ o si } \text{PVP} \leq \text{PHFC} + \text{TG}$$

$$\text{MEDRTR} = \text{MAX} (\text{PDBF} , \text{MBC}) + \text{MIN} [\text{PVP} - (\text{PHFC} + \text{TG}) , - \text{RTR}]$$

$$\text{si } \text{RTR} < 0 \text{ y } \text{PVP} \geq \text{PHFC} + \text{TG}$$

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 apartado 14.2.

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.

4.1.5 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.

4.2 Reequilibrio generación-demanda.

4.2.1 Energía programada a subir en fase 2 de restricciones técnicas

4.2.1.1 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:

$$DCERECOOSS_{u,b} = ERECOOSS_{u,b} \times POECOS_{u,b}$$

donde:

$ERECOOSS_{u,b}$ = 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.

4.2.1.2 Sin oferta simple presentada.

4.2.1.2.1 Unidades de adquisición.

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:

$$DCERECOS_u = ERECOS_u \times 0,85 \times PMD$$

donde:

$ERECOS_u$ = Energía a subir a la unidad u en Fase 2, sin oferta disponible.

4.2.1.2.2 Unidades de venta.

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:

$$DCERECOSOS_u = ERECOSOS_u \times 0,85 \times PMD$$

donde:

$ERECOSOS_u$ = Energía asignada a subir a la unidad u , sin oferta presentada.

Cuando se realicen asignaciones por mecanismo excepcional de resolución, dará lugar a un derecho de cobro que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCERECOMERS_u = ERECOMERS_u \times 1,15 \times PMD$$

donde:

$ERECOMERS_u$ = Energía asignada a subir a la unidad u , sin oferta disponible.

Cuando asignadas todas las ofertas presentadas, se realicen asignaciones por mecanismo excepcional de resolución, dará lugar a un derecho de cobro que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCERECOMERS_u = ERECOMERS_u \times 1,15 \times PMD$$

donde:

$ERECOMERS_u$ = Energía asignada a subir a la unidad u , sin oferta disponible.

4.2.2 Energía programada a bajar en fase 2 de restricciones técnicas.

4.2.2.1 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.

4.2.2.2 Sin oferta presentada.

4.2.2.2.1 Unidades de adquisición.

La energía asignada a bajar para resolver un exceso de generación y obtener así un programa equilibrado generación-demanda a unidades de adquisición cuando asignadas todas las ofertas presentadas, se realicen asignaciones por mecanismo excepcional de resolución, dará lugar a una obligación de pago que se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{OPERECOMERB}_u = \text{ERECOMERB}_u \times 0,85 \times \text{PMD}$$

donde:

ERECOMERB_u = Energía a bajar en Fase 2 a la unidad u , sin oferta disponible.

4.2.2.2.2 Unidades de venta.

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:

$$\text{OPERECOSOB}_u = \text{ERECOSOB}_u \times 1,15 \times \text{PMD}$$

donde:

ERECOSOB_u = Energía a bajar en Fase 2 a la unidad de venta u , sin oferta presentada.

4.3 Sobrecoste por las restricciones técnicas del PBF.

El sobrecoste por las restricciones técnicas del PDBF (SCPVP) se calcula como la suma de todos los derechos de cobro y obligaciones de pago de los apartados 4.1.1 a 4.1.4 y de los apartados 4.2.1 y 4.2.2.

El sobrecoste por las restricciones técnicas del PDBF será sufragado por las unidades de adquisición, en proporción a sus consumos 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.

La obligación de pago de cada unidad de adquisición *ua* correspondiente al pago del sobrecoste por las restricciones técnicas del PDBF se calcula según la siguiente fórmula:

$$OPSCPVP_{ua} = SCPVP \times MBC_{ua} / \sum_{ua} MBC_{ua}$$

donde:

SCPVP = Sobrecoste por las restricciones técnicas del PDBF.

MBC_{ua} = Consumos medidos elevados a barras de central de cada unidad de adquisición.

5. BANDA DE REGULACIÓN SECUNDARIA.

5.1 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.

Los redespachos de energía a subir o a bajar necesarios para obtener la banda asignada por mecanismo excepcional de resolución darán lugar, respectivamente, a un derecho de cobro o a una obligación de pago. El precio a aplicar será el resultado del producto de 1,15, si es energía a subir, o de 0,85, si es energía a bajar, por el precio marginal del mercado diario en el periodo horario correspondiente. El sobrecoste de esta asignación de energía será la diferencia entre el importe resultante y el resultado de valorar la energía al precio marginal del mercado diario.

5.2 Variación de la banda de regulación secundaria por el funcionamiento de la regulación secundaria en tiempo real.

5.2.1 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:

$$\text{OPOFF}_z = \text{OFF}_z \times \text{PMBAN} \times \text{KI}$$

siendo:

$$\text{OFF}_z = - \text{KA}_z \times [\text{RNTS} + \text{RNTB}] \times \text{TOFF}_z / \text{TRCP}$$

donde:

PMBAN	=	Precio marginal de la banda de regulación secundaria.
KI	=	Coficiente de incumplimiento. A la entrada en vigor de este procedimiento de operación, el valor será 1,5.
KA _z	=	Coficiente 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.

5.2.2 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 5.2.1.
- 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.

5.2.3 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	=	Coefficiente de incumplimiento que será igual que el coeficiente KI del apartado 5.2.1.
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.
RRBN _z	=	Valor acumulado de la diferencia negativa entre la reserva residual a bajar puesta por la zona de regulación z y su banda de potencia nominal a bajar asignada obtenido para los ciclos en que la zona de regulación está en activo, inactivo o emergencia.

5.3 Coste fijo total de la asignación de banda de regulación secundaria.

El coste fijo total de la banda de regulación secundaria será la suma de los derechos de cobro y obligaciones de pago de los apartados 5.1 y 5.2 excepto los derivados de redespachos de energía indicados en el apartado 5.1, en los que formará parte del coste fijo total el sobre coste de los mismos.

El coste de la banda de regulación secundaria (CFBAN) será sufragado por las unidades de adquisición, en proporción a sus consumos 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.

La obligación de pago de cada unidad de adquisición, *ua*, correspondiente al pago de la banda se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{OPCFBAN}_{ua} = \text{CFBAN} \times \text{MBC}_{ua} / \sum_{ua} \text{MBC}_{ua}$$

donde:

CFBAN	=	Coste de la banda de regulación secundaria.
MBC _{ua}	=	Consumos medidos elevados a barras de central de cada unidad de adquisición.

6. RESTRICCIONES TÉCNICAS DEL MERCADO INTRADIARIO

En coherencia con el P.O.3.2 se elimina la liquidación de restricciones técnicas del mercado intradiario.

7. RESTRICCIONES TÉCNICAS EN TIEMPO REAL.

7.1 Restricciones técnicas en tiempo real a subir.

7.1.1 Restricciones técnicas en tiempo real a subir con oferta presentada para el proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF

La asignación de energía a subir por seguridad en tiempo real empleando la oferta presentada para el proceso de solución de restricciones dará lugar a un derecho de cobro para la unidad que se calcula según sea de aplicación la oferta simple o compleja.

7.1.1.1 Oferta simple.

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 .

7.1.1.2 Oferta compleja.

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.

$$POCHORA_u = (NAF_u \times PAF_u + NAC_u \times PAC_u + HOCS \times PHC_u + PEC_u \times ERTROCSD_u) / ERTROCSD_u$$

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

7.1.2 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:

$$DCERTMER_u = ERTRMERS_u \times 1,15 \times PMD$$

donde:

$ERTRMERS_u$ = Energía programada a subir a la unidad u por solución de restricciones en tiempo real sin oferta aplicable.

7.1.3 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 el apartado 7.1.1 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:

$$\text{OPEINCLTR}_u = \text{EINCRTRS}_u \times (\text{PORHORA}_u - \text{PMD})$$

donde:

EINCRTRS_u = Energía incumplida de restricciones en tiempo real a subir de la unidad u . Se tomará valor cero si en la hora existe energía de restricciones en tiempo real a bajar en la unidad u . Se calculará según la fórmula siguiente:

$$\text{EINCRTRS}_u = \text{Max} (- \text{ERTROCS}_u , \min (0, \text{MBCu} - \max(\text{PHFC}_u + \text{TGB}, 0) + \text{ERTROCS}))$$

donde:

MBCu = medida en barras de central, según se establece en el apartado 14.2.

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.

7.2 Restricciones técnicas en tiempo real a bajar.

7.2.1 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:

$$\text{OPERTROS}_{u,b} = \text{ERTROSB}_{u,b} \times \text{POSB}_{u,b}$$

donde:

$\text{ERTROSB}_{u,b}$ = Energía a bajar del bloque b de la oferta simple a bajar de la unidad u por solución de restricciones en tiempo real.

$\text{POSB}_{u,b}$ = Precio de la oferta simple a bajar para el bloque de energía b .

7.2.2 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:

$$\text{OPERTRMER}_u = \text{ERTRMERB}_u \times 0,85 \times \text{PMD}$$

donde:

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

7.2.3 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:

$$\text{OPERTRB}_{ucb} = 0,7 \times (\text{ERTROSB}_{u,b} + \text{ERTRMERB}_u) \times \text{PMD}$$

7.3 Sobrecoste de las restricciones técnicas en tiempo real.

El sobrecoste 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 7.1 y 7.2 y el importe de la energía asignada por restricciones técnicas en tiempo real valorada al precio marginal del mercado diario.

El sobrecoste por las restricciones técnicas en tiempo real (SCRTR) será sufragado por las unidades de adquisición, en proporción a sus consumos 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.

La obligación de pago de cada unidad de adquisición ua correspondiente al pago del sobrecoste por las restricciones técnicas en tiempo real se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPSCRTR_{ua} = SCRTR \times MBC_{ua} / \sum_{ua} MBC_{ua}$$

donde:

SCRTR = Sobrecoste por las restricciones técnicas en tiempo real.

MBC_{ua} = Consumos medidos elevados a barras de central de cada unidad de adquisición.

8. INTERCAMBIOS INTERNACIONALES.

8.1 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 sobrecoste 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.

El sobrecoste por los intercambios de apoyo con precio establecido será sufragado por las unidades de adquisición, en proporción a sus consumos 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.

La obligación de pago de cada unidad de adquisición, ua , correspondiente al pago del sobrecoste por los intercambios de apoyo se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPSCIA_{ua} = SCIA \times MBC_{ua} / \sum_{ua} MBC_{ua}$$

donde:

- SCIA = Sobrecoste de los intercambios de apoyo entre sistemas.
- MBC_{ua} = Consumos medidos elevados a barras de central de cada unidad de adquisición.

8.2 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 P.O.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 asignará 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.

8.3 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.
- Obligación de pago resultado de importe anterior entre 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.

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 4.1.1. y 7.1.

8.4 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 P.O.14.6.

8.4.1 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:

$$DCITB_i = \sum (EIITB_i \times PMRR)$$

$EIITB_i$ = 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.

8.4.2 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:

$$OPITB_i = \sum (EEITB_i \times PMRR)$$

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

$PMRR$ = Precio marginal del producto RR.

8.5 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 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.

Se realizará una anotación horaria para cada interconexión en la cuenta del operador del sistema,

8.5.1 Intercambio de energía de balance en sentido importador.

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

$$DCIIN\ i = \sum_i (EIINi \times PIN)$$

EIINi = Energía de importación correspondiente a un intercambio transfronterizo de energía de compensación de desequilibrios 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.

8.5.2 Intercambio de energía de balance en sentido exportador.

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

$$OPEIN\ i = \sum_i (EEINi \times PIN)$$

EEINi = Energía de exportación correspondiente a un intercambio transfronterizo de energía de compensación de desequilibrios IN en la interconexión i.

PIN = Precio medio ponderado a bajar del producto IN, establecido en el apartado 5 del Anexo V del procedimiento de operación 7.2.

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.

9. ENERGÍA DE BALANCE DEL PRODUCTO RR.

9.1 Energía de balance de producto RR a subir.

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 a la unidad u .

$PMRR$ = Precio marginal cuarto-horario del producto RR.

En el caso de que el PMRR sea negativo, la activación dará lugar a una obligación de pago.

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:

$$DCRRSCF_u = \sum_q ERRSCF_u \times \max(\text{PMRR}, \text{POFRRS}_u)$$

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 $\max(\text{PMRR}, \text{POFRRS}_u)$ sea negativo, la activación dará lugar a una obligación de pago.

9.2 Energía de balance de producto RR a bajar.

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:

$$OPRR_u = \sum_q ERRB_u \times \text{PMRR}$$

donde:

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

PMRR = Precio marginal cuarto-horario del producto RR.

En el caso de que el PMRR sea negativo, la activación dará lugar a un derecho de cobro.

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:

$$OPRRBCF_u = \sum_q ERRBCF_u \times \min(\text{PMRR}, \text{POFRRB}_u)$$

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.

9.3 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:

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

10. REGULACIÓN TERCIARIA.

10.1 Regulación terciaria a subir.

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.

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 o, en su defecto, por el precio marginal del mercado diario.

10.2 Regulación terciaria a bajar.

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:

$$OPTER_u = ETERRB_u \times PMTERB$$

donde:

$ETERB_u$ = Energía terciaria asignada a bajar a la unidad u .

$PMTERB$ = Precio marginal de la asignación de terciaria a bajar.

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 o, en su defecto, por el precio marginal del mercado diario.

11. REGULACIÓN SECUNDARIA.

11.1 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.

11.2 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.

12. 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, z, y de forma agregada para las unidades de producción con asignación de energía de balance RR y energía terciaria del mismo sujeto de liquidación no pertenecientes a zona de regulación, s.

12.1 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 sujeto de liquidación, o del sujeto de liquidación, 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 de la zona de regulación o del sujeto de liquidación se calculará de la forma siguiente:

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

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 sujeto de liquidación s. Se tomará valor cero si en la hora la zona de regulación o el sujeto de liquidación tienen asignado un saldo neto a bajar de energía por restricciones en tiempo real. Si en la hora la zona de regulación o el sujeto de liquidación tienen 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 o cada sujeto de liquidación se calculará según la fórmula siguiente:

$$\text{EINCLEBALS}_{z,s} = \text{máx} (- \text{STGS}_{z,s} , \text{min} (0, \sum_{z,s} \text{MBC}_u - \text{EREF}_{z,s}))$$

Donde:

MBC_u = medida en barras de central, según se establece en el apartado 14.2 de cada unidad de programación integrada en la zona de regulación z o perteneciente al sujeto de liquidación 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 sujeto de liquidación s , obtenida como suma de la energía de restricciones asignada a cada unidad de programación de la zona de regulación o del sujeto de liquidación.

$\text{STGS}_{z,s}$ = saldo neto a subir de energía de balance RR y terciaria, a subir y a bajar, asignada a la zona de regulación o al sujeto de liquidación obtenida como suma de las asignaciones a las unidades u integradas en la zona de regulación z o pertenecientes al sujeto de liquidación 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 sujeto de liquidación s .

$$\text{PBAL}_{z,s} = \frac{[\sum_u (\text{ETERS}_u \times \text{PMTERS}) + \sum_q \sum_u (\text{ERRS}_u \times \text{PMRR}) + \sum_q \sum_u (\text{ERRSCF}_u \times \max(\text{PMRR}, \text{POFRRS}_u))]}{[\sum_u \text{ETERS}_u + \sum_u \text{ERRS}_u + \sum_q \sum_u (\text{ERRSCF}_u)]}$$

La obligación de pago por incumplimiento de asignación neta a subir de energía de balance RR y terciaria del sujeto de liquidación, s , se repartirá entre las unidades de programación u con incumplimiento a subir del sujeto de liquidación, en proporción a su incumplimiento, según la fórmula siguiente:

$$\text{OPEINCLEBALS}_u = \text{OPEINCLEBALS}_s \times \text{EINCLEBALS}_u / \sum_u \text{EINCLEBALS}_{u,s}$$

donde:

La energía incumplida a subir de cada unidad de programación u no integrada en la zona de regulación z del sujeto de liquidación s se calculará según la fórmula siguiente:

$\text{EINCLEBALS}_{u,s}$ = Energía incumplida de asignación neta de energía de balance RR y terciaria a subir de la unidad u del sujeto de liquidación 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.

$$\text{EINCLEBALS}_{u,s} = \max(-\text{STGS}_{u,s}, \min(0, \text{MBC}_{u,s} - \text{EREFS}_{u,s}))$$

$STGS_{u,s}$ = saldo neto a subir de la energía de balance RR y terciaria, a subir y a bajar, asignada a la unidad u del sujeto de liquidación 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 sujeto de liquidación s.

12.2 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 sujeto de liquidación, o del sujeto de liquidación, 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 se calculará de la forma siguiente:

$$OPEINCLEBALB_{z,s} = EINCLEBALB_{z,s} \times PMD$$

donde:

$EINCLEBALB_{z,s}$ = Energía incumplida de asignación neta de energía de balance RR y terciaria a bajar la zona z o del sujeto de liquidación s. Se tomará valor cero si en la hora la zona de regulación o el sujeto de liquidación tienen asignado un saldo neto a subir de energía por restricciones en tiempo real. Si en la hora la zona de regulación o el sujeto de liquidación 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 o cada sujeto de liquidación se calculará según la fórmula siguiente:

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

Donde:

MBC_u = medida en barras de central, según se establece en el apartado 14.2, de cada unidad de programación integrada en la zona de regulación z o perteneciente al sujeto de liquidación 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 sujeto de liquidación s , obtenida como suma de la energía de restricciones asignada a cada unidad de programación de la zona de regulación o del sujeto de liquidación.

$STGB_{z,s}$ = saldo neto a bajar de energía de balance RR y terciaria, a subir y a bajar, asignada a la zona de regulación o el sujeto de liquidación obtenida como suma de las asignaciones a las unidades u integradas en la zona de regulación z o perteneciente al sujeto de liquidación s .

La obligación de pago por incumplimiento de asignación neta a bajar de energía de balance RR y terciaria del sujeto de liquidación, s , se repartirá entre las unidades de programación con incumplimiento a bajar del sujeto de liquidación, en proporción a su incumplimiento según las fórmulas siguientes:

$$OPEINCLEBALB_u = OPEINCLEBALB_s \times EINCLEBALB_{u,s} / \sum_u EINCLEBALB_{u,s}$$

donde:

La energía incumplida a bajar de cada unidad de programación u no integrada en la zona de regulación z del sujeto de liquidación 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 sujeto de liquidación s . Se tomará valor cero si en la hora la 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.

$$EINCLEBALB_{u,s} = - \text{mín} (- STGB_{u,s} , \text{máx} (0 , MBC_{u,s} - EREFB_{u,s}))$$

$STGB_{u,s}$ = saldo neto a bajar de la energía de balance RR y terciaria, a subir y a bajar, asignada a la unidad u del sujeto de liquidación 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 sujeto de liquidación s .

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

La suma de las obligaciones de pago por incumplimientos de energía de balance RR y/o terciaria (OPEINCLEBAL) se repartirá a las unidades de adquisición, en proporción a sus consumos medidos elevados a barras de central (MBC_{ua}) como minoración de los costes de ajustes del sistema. 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.

Estas unidades tendrán un derecho de cobro en la hora en concepto de ajuste que se calculará con la siguiente fórmula:

$$DCINCLEBAL_u = - OPEINCLEBAL \times MBC_{ua} / \sum_u MBC_{ua}$$

donde:

OPEINCLEBAL = suma de las obligaciones de pago por incumplimientos de energía de balance RR y/o terciaria.

MBC_{ua} = Consumos medidos elevados a barras de central de cada unidad de adquisición.

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

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.

14. DESVÍOS ENTRE MEDIDA Y PROGRAMA DE LIQUIDACIÓN.

El desvío se calculará en base a la medida en barras de central (MBC) y al Programa Horario de Liquidación (PHL).

14.1 Programa Horario de Liquidación (PHL).

El Programa Horario de Liquidación (PHL) de la unidad u se calculará como la suma de:

- Energía del Programa Horario Final (PHFC) ,
- Energías asignadas en el Programa Horario Operativo (P48), excluida la energía de los desvíos comunicados.
- Reducción de consumo debida a órdenes de reducción de potencia $ERSINT_{ua}$.

14.2 Medida en barras de central.

La medida en barras de central de la unidad u se determinará según los siguientes criterios:

- a. La medida en barras de central de las unidades de programación de producción, de las unidades de programación de consumo de bombeo 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.

En los casos en que la medida de un punto frontera recoja la producción de varias instalaciones de producción, se repartirá este valor proporcionalmente a las medidas individualizadas o, en el caso de ausencia de medida individual para la instalación, proporcionalmente al valor de la potencia instalada.

- b. 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.
- c. 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.

- d. La medida en barras de central de las unidades de comercializadores y de las unidades de consumidores directos se calculará con la fórmula siguiente:

$$MBC_{ua} = \sum_{pa} \sum_{nt} [MPFC_{ua,pa,nt} \times (1 + CPRREAL_{pa,nt})]$$

donde:

$MPFC_{ua,pa,nt}$ = 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.

En caso de que no se disponga de cierre de medidas, y por tanto no se disponga de medidas de todas las unidades de programación de comercialización y consumidor directo, se calculará el saldo de energía liquidada de los programas y las medidas disponibles en barras de central SALDOENE como:

$$SALDOENE = MBC_{prod} + MBC_{imex} + MBC_{liqpot} - PHL_{demresto}$$

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 P.O. 14.1.

$PHL_{demresto}$ = Programa horario de liquidación de unidades de adquisición para demanda excluida la energía con liquidación potestativa.

Este saldo se asignará de forma proporcional al Programa Horario de Liquidación de cada unidad de programación de comercialización y consumidor directo:

$$SALDOENE_{ua} = SALDOENE \times PHL_{ua} / \sum_{ua} PHL_{ua}$$

donde:

PHL_{ua} = 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 de la unidad ua a los que se ha aplicado la liquidación potestativa establecida en el P.O. 14.1.

$SALDOENE_{ua}$ = 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).

La medida en barras de central de las unidades de programación de comercialización y de consumidores directos se calculará como:

$$MBC_{ua} = PHL_{ua} + SALDOENE_{ua} + MBC_{liqpot,ua}$$

donde:

MBCliqpot,ua = Medida liquidada en barras de central a la unidad de adquisición para demanda ua con liquidación potestativa según apartado 6.6 del P.O. 14.1.

- e. La medida de las unidades de programación genéricas y unidades de programación porfolio es cero.

14.3 Precio de los desvíos.

A efectos de lo dispuesto en el apartado 14.5 se calculará el saldo neto horario SNSB de las energías a subir y a bajar asignadas:

- por la activación de ofertas a BSP internos de energía de energía de balance RR.
- por regulación terciaria.
- por regulación secundaria.
- por intercambios transfronterizos por energía RR o del proceso de compensación de desequilibrios (IN).

1.

$$\text{SNSB} = \sum_u (\sum_q \text{ERRS}_u + \sum_q \text{ERRB}_u) + \sum_u (\text{ETERS}_u + \text{ETERB}_u) + \sum_z (\text{ESECS}_z + \text{ESECB}_z) + \sum_i (\text{EIITBi} + \text{EEITBi}) + \sum_i (\text{EIINI} + \text{EEINI})$$

14.3.1 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.

Si SNSB es negativo, el precio horario de los desvíos a subir, a efectos de lo dispuesto en el apartado 14.5, se calculará con la fórmula siguiente:

$$\text{PDESVS} = \text{mínimo} (\text{PMD}, \text{PMPRTSB})$$

donde:

PMPRTSB = Precio medio ponderado de las energías a bajar asignadas por activación de ofertas del producto RR, por regulación terciaria y por regulación secundaria, por programas de intercambio transfronterizos de energía de balance según los importes anotados conforme a lo dispuesto en los apartados 8.4.2, 8.5.2, 9.2, 10.2 y 11.2 respectivamente, redondeado a dos decimales. El importe correspondiente a la activación de ofertas del producto RR es el que resulta de valorar toda la energía activada al precio marginal del producto RR, independientemente de que la oferta se hubiera activado por razones de control de flujo en la interconexión.

Las referencias al producto RR se entenderán como referencias al procedimiento de gestión de desvíos mientras esté vigente. Las referencias a los intercambios transfronterizos de energía de balance del producto RR entre sistemas se entenderán como referencias a los intercambios trasfronterizos de energía asignados en la plataforma BALIT mientras esté vigente.

Si no existe valor para PMPRTSB o, si SNSB es no negativo, el precio de los desvíos a subir será el precio marginal del mercado diario.

14.3.2 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.

Si SNSB es positivo, el precio horario de los desvíos a bajar, a efectos de lo dispuesto en el apartado 14.5, se calculará con la fórmula siguiente:

$$PDESVB = \text{máximo (PMD, PMPRTSS)}$$

donde:

PMPRTSS = Precio medio ponderado de las energías a subir asignadas por activación de ofertas del producto RR, por regulación terciaria, por regulación secundaria, por programas de intercambio transfronterizos de balance según los importes anotados conforme a lo dispuesto en los apartados 8.4.1, 8.5.1, 9.1, 10.1 y 11.1, respectivamente, redondeado a dos decimales. El importe correspondiente a la activación de ofertas del producto RR es el que resulta de valorar toda la energía activada 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.

Las referencias al producto RR se entenderán como referencias al procedimiento de gestión de desvíos mientras esté vigente. Las referencias a los intercambios transfronterizos de energía de balance del producto RR entre sistemas se entenderán como referencias a los intercambios trasfronterizos de energía asignados en la plataforma BALIT mientras esté vigente.

Si no existe valor para PMPRTSS o si SNSB es no positivo, el precio de los desvíos a bajar será el precio marginal del mercado diario.

14.4 Cálculo de desvíos.

14.4.1 Desvío de las zonas de regulación.

El desvío de cada zona de regulación z se calculará con la fórmula siguiente:

$$DES\bar{V}_z = \sum_u (MBC_u - PHL_u) \times PUZ_{u,z} - (ESECS_z + ESECB_z)$$

donde:

MBC_u	=	Medida en barras de central de la unidad de programación u integrada en la zona de regulación z .
PHL_u	=	Programa horario de liquidación de la unidad de programación u integrada en la zona de regulación z .
$PUZ_{u,z}$	=	Porcentaje de integración de la unidad de programación u en la zona de regulación z .
$ESSEC_z$	=	Energía de regulación secundaria a subir aportada por la zona de regulación z .
$EBSEC_z$	=	Energía de regulación secundaria a bajar aportada por la zona de regulación z .

14.4.2 Desvío de las unidades de programación no integradas en zona de regulación.

El desvío de cada unidad de programación u , no integrada en zona de regulación, de cada unidad de adquisición de demanda, de cada unidad de importación o exportación y de unidades genéricas se calculará con la fórmula siguiente:

$$DES V_u = (MBC_u + MEDACSSP_u - PHL_u)$$

donde:

MBC_u	=	Medida elevada a barras de central de cada unidad de producción o de adquisición u , según lo establecido en el apartado 14.2.
$MEDACSSP_u$	=	En su caso, medida, con valor positivo, de los excedentes de autoconsumidores asignados a la unidad de compra, u , conforme a lo dispuesto en el P.O.14.8.
PHL_u	=	Programa horario liquidado de cada de cada unidad de producción o de adquisición u , según lo establecido en el apartado 14.1.

14.5 Derechos de cobro y obligaciones de pago por los desvíos.

A efectos de la determinación de los derechos de cobro y obligaciones de pago por desvíos, se calcularán los desvíos de la siguiente manera:

- El desvío d de cada sujeto de liquidación por la actividad de producción será la suma de los desvíos de sus unidades de programación no pertenecientes a zona de regulación y de los desvíos de sus zonas de regulación. El desvío de cada unidad será el calculado en el apartado 14.4.2 y el de cada zona de regulación será el desvío calculado en el apartado 14.4.1.
- El desvío d de cada sujeto de liquidación por la actividad de comercialización para clientes nacionales y de adquisición para consumidores directos será la suma del desvío de sus unidades de programación y de los desvíos de aquellas unidades de programación de adquisición para clientes nacionales de

otros comercializadores con los cuales ha realizado contratos bilaterales y es el sujeto comercializador que se responsabiliza frente al operador del sistema de su gestión, en virtud de lo dispuesto en el artículo 20.6 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica y en el P.O.14.1. El desvío de cada unidad será el calculado en el apartado 14.4.2.

- El desvío d por cada una de las fronteras internacionales de cada sujeto autorizado para intercambios internacionales de exportación será la suma de los desvíos de sus unidades de programación de exportación en cada frontera. El desvío de cada unidad será el calculado en el apartado 14.4.2.
- El desvío d por cada una de las fronteras internacionales de cada sujeto autorizado para intercambios internacionales de importación será la suma de los desvíos de sus unidades de programación de importación en cada frontera. El desvío de cada unidad será el calculado en el apartado 14.4.2.
- El desvío d de cada sujeto por las unidades de programación genéricas habilitadas instrumentalmente en la normativa vigente será la suma de los desvíos de dichas unidades. El desvío de cada unidad será el calculado en el apartado 14.4.2 considerando valor de medida igual a cero.
- El desvío d de cada sujeto de liquidación de las unidades portfolio de actividad de producción por falta de desagregación del mercado intradiario continuo será el calculado en el apartado 14.4.2 considerando valor de medida igual a cero.
- El desvío d de cada sujeto de liquidación de las unidades portfolio por la actividad de consumo por falta de desagregación del mercado intradiario continuo será el calculado en el apartado 14.4.2 considerando valor de medida igual a cero.

14.5.1 Desvío positivo.

Si el desvío d calculado según lo establecido en los párrafos iniciales del apartado 14.5. es positivo, el precio a aplicar al desvío d será el precio del desvío a subir, PDESVS, calculado según lo establecido en el apartado 14.3. El importe será positivo y se calculará con la fórmula siguiente:

$$ECODESV_d = DESV_d \times PDESVS$$

El importe será soportado por las unidades de programación o zonas de regulación que producen el desvío d según los siguientes criterios:

- a. La unidad u o zona z cuya contribución al desvío d haya sido negativa ($DESV_{uz,d} < 0$) tendrá una obligación de pago que se calculará con la fórmula siguiente:

$$OPDES_{uz,d} = DESV_{uz,d} \times PMD$$

- b. La unidad u o zona z que haya contribuido positivamente ($DESV_{uz,p} > 0$) al desvío d tendrá un derecho de cobro que se calculará con la fórmula siguiente:

$$DCDES_{uz,d} = DESV_{uz,d} \times PMD + DESV_{uz,d} \times DESV_d \times (PDESVS - PMD) / \sum_u DESV_{uz,d}$$

donde:

$$\sum_u \text{DESVP}_{uz,d} = \text{suma de los desvíos positivos } \text{DESVP}_{uz,d} = \text{DESV}_{uz,d} > 0$$

Como consecuencia de las anotaciones en a. y b. anteriores se cumple la igualdad:

$$\text{ECODESV}_d = \sum_{uz} \text{DCDESV}_{uz,d} + \sum_{uz} \text{OPDESV}_{uz,d}$$

14.5.2 Desvío negativo.

Si el desvío d calculado según lo establecido en los párrafos iniciales del apartado 14.5 es negativo, el precio a aplicar al desvío d será el precio del desvío a bajar, PDESVB, calculado según lo establecido en el apartado 14.3. El importe será negativo y se calculará con la fórmula siguiente:

$$\text{ECODESV}_d = \text{DESV}_d \times \text{PDESVB}$$

El importe será soportado por las unidades de programación o zonas de regulación que producen el desvío d según los siguientes criterios:

- a. La unidad u o zona z cuya contribución al desvío d haya sido positiva ($\text{DESV}_{uz,d} > 0$) tendrá un derecho de cobro que se calculará con la fórmula siguiente:

$$\text{DCDESV}_{uz,d} = \text{DESV}_{uz,d} \times \text{PMD}$$

- b. La unidad u o zona z que haya contribuido negativamente ($\text{DESV}_{uz,d} < 0$) al desvío d tendrá una obligación de pago que se calculará con la fórmula siguiente:

$$\text{OPDESV}_{uz,d} = \text{DESV}_{uz,d} \times \text{PMD} + \text{DESV}_{uz,d} \times \text{DESV}_d \times (\text{PDESVSB} - \text{PMD}) / \sum_u \text{DESVN}_{uz,d}$$

donde:

$$\sum_u \text{DESVN}_{uz,d} = \text{suma de los desvíos negativos } \text{DESVN}_{uz,d} = \text{DESV}_{uz,d} < 0$$

Como consecuencia de las anotaciones en a. y b. anteriores se cumple la igualdad:

$$\text{ECODESV}_d = \sum_{uz} \text{DCDESV}_{uz,d} + \sum_{uz} \text{OPDESV}_{uz,d}$$

14.5.3 Desvío cero.

Si el desvío d calculado según lo establecido en los párrafos iniciales del apartado 14.5 es cero, el importe económico será cero. Los derechos de cobro y las obligaciones de pago de las unidades de programación que producen el desvío cero se calcularán según los siguientes criterios:

- a. La unidad u con desvío positivo ($\text{DESV}_{u,d} > 0$) tendrá un derecho de cobro que se calculará con la fórmula siguiente:

$$\text{DCDESV}_{u,d} = \text{DESV}_{u,d} \times \text{PMD}$$

- b. La unidad u con desvío negativo ($DES_{u,d} < 0$) tendrá una obligación de pago que se calculará con la fórmula siguiente:

$$OPDES_{u,d} = DES_{u,d} \times PMD$$

14.6 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 14.3 que sea aplicable realizándose una anotación en una cuenta de compensación horaria para su liquidación de acuerdo con lo establecido en el P.O.14.6.

En cada hora se sumarán los desvíos internacionales por cada interconexión internacional:

$$DIR = \sum_{frint} DIR_{frint}$$

donde:

$$DIR_{frint} = \text{Desvío internacional en la frontera } frint,$$

- 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:

$$OPDIR = DIR \times PDESVB$$

El saldo horario de esta cuenta de compensación se asignará 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.

14.7 Acciones coordinadas de balance con otros sistemas.

La energía de las acciones coordinadas de balance con otros sistemas se valorará desde el sistema español al precio de desvíos establecido en el apartado 14 que sea aplicable al sentido correspondiente a la acción de balance. Se realizará una anotación

horaria para cada interconexión en la cuenta del operador del sistema para su utilización de acuerdo con lo establecido en el P.O.4.1.

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:

$$OPAB = ABE \times PDESVB$$

14.8Asignación del excedente o déficit de la valoración de desvíos.

Como consecuencia del método de valoración de los desvíos, el saldo resultante del conjunto de derechos de cobro y obligaciones de pago en una hora (SALDOLIQ) será un excedente, o en su caso, un déficit.

El excedente ($SALDOLIQ < 0$) se repartirá a las unidades de adquisición, en proporción a sus consumos medidos elevados a barras de central (MBC_{ua}) como minoración de los costes de restricciones técnicas y de banda. 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.

En caso de excedente estas unidades tendrán un derecho de cobro en la hora en concepto de ajuste que se calculará con la siguiente fórmula:

$$DCAJDV_u = - SALDOLIQ \times MBC_{ua} / \sum_u MBC_{ua}$$

En el caso de que se produjera un déficit en la hora ($SALDOLIQ > 0$) las unidades anteriores tendrán una obligación de pago en la hora en concepto de ajuste que se calculará con la siguiente fórmula:

$$OPAJDV_u = - SALDOLIQ \times MBC_{ua} / \sum_u MBC_{ua}$$

donde:

SALDOLIQ = saldo resultante del conjunto de derechos de cobro y obligaciones de pago en una hora.

MBC_{ua} = consumos medidos elevados a barras de central de cada unidad de adquisición.

14.9Desvío 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 14 que sea aplicable al sentido correspondiente de la diferencia

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

$DCDESC = ENEDESCI \times PDESVS$, si el descuadre es en sentido importador.

$OPDESC = ENEDESCE \times PDESVB$, si el descuadre es en sentido exportador.

$ENEDESCI =$ 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 y de las subastas explícitas correspondientes al sistema eléctrico español, conforme a lo establecido en la Circular 3/2019 de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Se procederá de igual forma con el saldo horario que resulte en la interconexión con Portugal.

14.10 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.

15. FALLO DE PROGRAMACIÓN DE LAS UNIDADES DE PROGRAMACIÓN GENÉRICAS.

15.1 Obligación de pago por incumplimiento de la obligación de saldo cero en PDBF.

Tras el preceptivo informe de la CNMC, el saldo distinto de cero de las energías de todas las unidades de programación genéricas de cada sujeto del mercado en el PDBF dará lugar a la siguiente obligación de pago:

$$OPUPGPDBF = -\text{abs}(\sum_{ug} ENPDBF_{ug}) \times PMD \times 1,3$$

donde:

$ENPDBF_{ug} =$ Energía en PDBF de la unidad de programación genérica ug .

Dicha obligación de pago podrá ser moderada de acuerdo con las circunstancias concurrentes al caso teniendo en consideración el perjuicio ocasionado al sistema y la diligencia del agente incumplidor.

15.2 Obligación de pago por incumplimiento de la obligación de saldo cero en el PHFC.

Tras el preceptivo informe de la CNMC, el saldo distinto de cero de las energías de todas las unidades de programación genéricas de cada sujeto del mercado en el PHFC dará lugar a la siguiente obligación de pago en cada hora h :

$$OPUPGPHF = -\text{abs}(\sum_{ug} ENPHFC_{ug}) \times PMD \times 0,15$$

donde:

$ENPHFC_{ug}$ = Energía en el último PHFC de la hora de la unidad de programación genérica ug .

Dicha obligación de pago podrá ser moderada de acuerdo con las circunstancias concurrentes al caso teniendo en consideración el perjuicio ocasionado al sistema y la diligencia del agente incumplidor.

15.3 Excedente por las obligaciones de pago por fallos de programación.

El excedente generado por las obligaciones de pago de los apartados 15.1 y 15.2 se repartirá según el método descrito en el apartado 14.8. *Asignación del excedente o déficit de la valoración de los desvíos.*

16. LIQUIDACIÓN DE LAS UNIDADES DE PROGRAMACIÓN DEL ENLACE ENTRE EL SISTEMA ELÉCTRICO PENINSULAR Y EL SISTEMA ELÉCTRICO BALEAR.

16.1 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 14.8.

16.2 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 14.3 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 14.8.

16.3 Efectos en la liquidación de Baleares.

Los derechos de cobro y obligaciones de pago anotados en los apartados 16.1, 16.2, 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.

17. 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.

18. CONSOLIDACIÓN DE IMPORTES HORARIOS DE REPARTO A LAS UNIDADES DE ADQUISICIÓN.

El operador del sistema podrá realizar a cada unidad de adquisición una única anotación en cuenta en cada hora por el importe total de los derechos de cobro y obligaciones de pago de reparto proporcional según consumo medido de los saldos horarios establecidos en los apartados 4.3, 5.3, 7.3, 8.1, 8.2, 8.3, 12.3, 14.6, 14.8 y 14.9 u otros costes repartidos a la demanda con los mismos criterios de los apartados anteriores.

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.

El cambio en el sistema de anotaciones en cuenta deberá ser comunicado a los sujetos con una antelación mínima de seis meses antes de la fecha de implantación.

P.O. 14.6 Liquidación de intercambios internacionales no realizados por Sujetos del Mercado

1. Objeto.

El objeto de este procedimiento de operación es establecer el proceso de la liquidación en el mercado de producción de energía eléctrica del saldo mensual resultante de la ejecución de los siguientes intercambios internacionales no comerciales:

- Desvíos de regulación entre sistemas.
- Intercambios de apoyo entre sistemas.
- Intercambios internacionales de energías de balance entre sistemas

2. Ámbito de aplicación.

Este procedimiento es de aplicación al Operador del Sistema.

3. Desvíos de regulación entre sistemas.

El Operador del Sistema llevará una cuenta de compensación horaria en la que se incorporarán las anotaciones en cuenta establecidas en el P.O. 14.4 por la energía de los desvíos de regulación entre sistemas valorados al precio del desvío que sea aplicable.

El saldo horario de esta cuenta de compensación se asignará a las unidades de adquisición, en proporción a sus consumos horarios medidos elevados a barras de central. 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.

4. Intercambios de apoyo entre sistemas.

Los intercambios de apoyo establecidos en el P.O. 14.4, apartado 8.1 entre sistemas que realice el Operador del Sistema mediante compensación económica por la energía suministrada, se anotarán en la cuenta del Operador del Sistema. El saldo mensual de dichos intercambios será liquidado al Operador del Sistema que será responsable de su liquidación a los Operadores del Sistema correspondientes.

Los intercambios de apoyo establecidos en el P.O. 14.4, apartado 8.2 entre sistemas que realice el Operador del Sistema mediante devolución de energía se valorarán al precio marginal del mercado diario que se anotarán en una cuenta de compensación horaria. El saldo horario de dicha cuenta se asignará con el mismo tratamiento contemplado para los desvíos de regulación entre sistemas.

5. Intercambios internacionales de energías de balance entre sistemas

Los intercambios transfronterizos de energías de balance del producto RR y de la compensación de desequilibrios entre sistemas contemplados en los P.O.-3.3 y 7.2

respectivamente y en el apartado 8.4 y 8.5 del P.O.-14.4 y las acciones coordinadas de balance contempladas en el apartado 14.7 del P.O.-14.4 realizados entre operadores del sistema se anotarán en la cuenta del operador del sistema.

El saldo mensual de dichos programas de intercambio será liquidado al operador del sistema, quién será responsable a su vez de la liquidación de los mismos con los operadores de los correspondientes sistemas eléctricos interconectados.