

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 Intradiario para obtener el redespacho necesario.

En caso de que no haya podido obtenerlo habiendo participado en el Mercado Intradiario 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:

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

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

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

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

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

Donde:

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

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

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

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

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

El proceso de asignación de reserva a subir y a bajar termina cuando el valor de $\sum R_{subir_n}$ 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 síncrona interconectada de Europa Continental (CE), integrada en la Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad (ENTSOE).

3. Regulador de Zona.

La RCP requiere que tanto el regulador maestro como el de zona permanezcan en comunicación, y realicen las funciones que se les encomiendan.

Entre otras, las funciones del regulador de zona son las que se detallan a continuación:

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.

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

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.

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

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.

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

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 de *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 PGC_i^7 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 $RESNUP$, $RESNDW$ 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:

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

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 T_{1i} de respuesta para cada zona.

Constante "Bias" B de frecuencia de la RCP.

Límites de alarma en estas interconexiones y sus correspondientes bandas muertas.

Corrección al error de área por potencia excesiva en la interconexión.

Los siguientes parámetros son modificables a través de pantalla, pero requiriendo la intervención de personal especializado:

Incremento y decremento de los factores de corrección $\Delta 1$ y $\Delta 2$.

Parámetros para realizar el cálculo el umbral de alarma para el control de respuesta de cada zona ATLIM (K2, K3 y K4).

Parámetros utilizados en la lógica de control de respuesta para el ajuste de los factores de corrección y detección de mala respuesta (constante para el filtrado del error T_{2i} , umbral para el cálculo del LPRR KDPRR, etc.).

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

Umbrales y bandas muertas utilizados en las diferentes fases de la lógica (UM, BM, UMACE, DBACE, etc.).

Los siguientes valores se toman de la base de datos de tiempo real (SCADA):

Estado de activación del AGC de cada zona.

NID de cada zona, señal filtrada a un valor que no supere NIDLIM.

NSI de cada zona.

PGC de cada zona.

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 NIDR		
NFK ₁	Filtro no lineal del NID _R : umbral del acumulador	5
NFK ₂	Filtro no lineal del NID _R : umbral del NID _R	60
NFK ₃	Filtro no lineal del NID _R : ganancia de la integral de NID _R	0,05
NFK ₄	Filtro no lineal del NID _R : ganancia del NID _R	1
Supervisión de respuesta de las zonas de regulación		
T1i	Constante de filtrado de respuesta de zona	100
T2i	Constante de filtrado de error de seguimiento	13,3
K2	Constante para el cálculo del umbral de mala respuesta	7 %
K3	Constante para limitar el valor del error retardado de zona	2
K4	Valor mínimo del umbral de mala respuesta	1
ATDB	Banda muerta del umbral de mala respuesta	10 %
NPK2	Constante para la inicialización del error retardado	1
KD	Umbral del PRR para el cálculo del LPRR	25 MW
KMAX	Máximo de la suma de los factores de participación de las zonas	3
T	Constante de tiempo de filtrado de flujo de potencia activa por interconexión con Francia	13,3 s

ANEXO 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.