

### III. OTRAS DISPOSICIONES

## COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA

**16964** *Resolución de 10 de diciembre de 2020, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se aprueba la adaptación de los procedimientos de operación del sistema a las condiciones relativas al balance aprobadas por Resolución de 11 de diciembre de 2019.*

La Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, modificada por el Real Decreto-Ley 1/2019, de 11 de enero, en su artículo 7, acerca de la supervisión y control en el sector eléctrico y en el sector del gas natural, determina en su apartado primero la potestad de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia de establecer, mediante circular, las metodologías relativas a la prestación de servicios de balance y de no frecuencia del sistema eléctrico que, desde el punto de vista de menor coste, de manera justa y no discriminatoria proporcionen incentivos adecuados para que los usuarios de la red equilibren su producción y consumo.

En fecha 2 de diciembre de 2019, se publicó en el Boletín Oficial del Estado la Circular 3/2019, de 20 de noviembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen las metodologías que regulan el funcionamiento del mercado mayorista de electricidad y la gestión de la operación del sistema.

La Circular 3/2019, en su artículo 5, establece que el operador del sistema deberá elaborar las propuestas necesarias para el desarrollo de la regulación europea. Asimismo, en su artículo 19 establece que el operador del sistema será responsable de la gestión de los mercados de servicios de balance prestados por los proveedores de estos servicios para garantizar el adecuado equilibrio entre la generación y la demanda, y la seguridad y la calidad del suministro eléctrico. También según este mismo artículo será responsable el operador del sistema de la liquidación a los proveedores de los volúmenes activados de energía de balance, la liquidación de los intercambios de energía con otros operadores, así como de la liquidación de los desvíos a cada sujeto de liquidación responsable del balance. Todo ello, según lo dispuesto en el Reglamento (UE) 2017/2195 de la Comisión, de 23 de noviembre de 2017, por el que se establece una directriz sobre el balance eléctrico.

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

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

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

En fecha 8 de junio de 2020, tuvo entrada en la CNMC escrito del operador del sistema, por el que remitió la propuesta de adaptación de los procedimientos de operación del sistema a las Condiciones relativas al balance, en cumplimiento de lo establecido en el artículo 5 de la Circular 2/2020, de 9 de enero. En concreto, se adjuntan los siguientes procedimientos de operación:

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

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

Con fecha 31 de julio de 2020, y de acuerdo con la disposición transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, se dio trámite de audiencia, enviando al Consejo Consultivo de Electricidad y al de Hidrocarburos la Propuesta de resolución de la CNMC por la que se aprueba la adaptación de los procedimientos de operación a las Condiciones relativas al balance aprobadas por la CNMC el 11 de diciembre de 2019. Asimismo, en esa misma fecha, en cumplimiento del trámite de información pública, se publicó en la página web de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia la citada propuesta de resolución para que los sujetos formularan sus alegaciones hasta el 21 de septiembre.

Adicionalmente a los procedimientos cuya revisión proponía el operador del sistema, la CNMC incorporó en el trámite de consulta un procedimiento adicional, sobre suspensión y restablecimiento de las actividades del mercado, así como sendos cuestionarios sobre los requisitos para la constitución de las Unidades de Gestión Hidráulica y la necesidad de creación de una plataforma local para la publicación de información privilegiada. En este trámite, se recibieron comentarios de 25 sujetos, entre empresas y asociaciones, procedentes tanto del sector eléctrico como del gasista.

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

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

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

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

Los procedimientos de operación que se aprueban mediante la presente resolución PO 3.1, PO 3.2, PO 3.3, PO 3.6, PO 3.8, P.O 3.9, PO 7.2, PO 7.3, PO 9.1, PO 14.1, PO 14.2 y PO 14.4, se modifican para adaptarlos a las Condiciones relativas al balance, aprobadas por la CNMC el 11 de diciembre de 2019, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 18 del Reglamento (UE) 2017/2195.

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

1. Se incorpora en los procedimientos de operación la terminología empleada en:
  - Condiciones Relativas al Balance, aprobadas por Resolución de la CNMC de 11 de diciembre de 2019.
  - Circular 3/2019 de la CNMC, de 20 de noviembre, por la que se establecen las metodologías que regulan el funcionamiento del mercado mayorista de electricidad y la gestión de la operación del sistema.
  - Reglamento (UE) 2019/943 relativo al mercado interior de la electricidad (Reglamento MIE).
  - Reglamento (UE) 2017/1485 de la Comisión, de 2 de agosto de 2017, por el que se establece una Directriz sobre la gestión de la red de transporte de electricidad (Reglamento SO).
  - Reglamento (UE) 2017/2195 de la Comisión, de 23 de noviembre de 2017, por el que se establece una Directriz sobre el balance eléctrico (Reglamento EB).

2. Se incorporan en los procedimientos todos los cambios necesarios para la participación de la demanda y el almacenamiento, en los términos reglamentariamente establecidos o que se establezcan, en los servicios de balance.

3. Se propone un nuevo procedimiento de operación específico (PO 3.8) que incluye, entre otras, las pruebas de habilitación para la participación en los mercados de balance, para las unidades de programación de generación, demanda y almacenamiento.

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

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

5. Se posibilitan los cambios de programa entre Sujetos de liquidación responsables del balance (BRP, por sus siglas en inglés), en coherencia con lo establecido en las Condiciones relativas al balance.

6. Se recoge la posibilidad de delegar contractualmente la responsabilidad del balance, de acuerdo con lo establecido en el reglamento MIE, según el cual todos los participantes en el mercado serán responsables de los desvíos que causen en el sistema o delegarán contractualmente esa responsabilidad. Se adapta la redacción de los procedimientos a las figuras del participante en el mercado (PM), el responsable del balance (BRP) y el proveedor de servicios de balance (BSP).

7. Se eliminan los límites de precios en los mercados de balance, en aplicación del Reglamento MIE y del Reglamento EB. Esta modificación permitirá presentar ofertas y obtener asignaciones de resultados en los mercados de balance con precios negativos. Asimismo, se incorporan las modificaciones necesarias con vistas a la eliminación de los límites de precios en los mercados de energía.

Se modifica la propuesta del operador del sistema, permitiendo las ofertas a precios negativos en el servicio de restricciones en todos los periodos horarios de programación

de aquellos días en que al menos se haya dado un precio negativo en su horizonte de programación, bien en el mercado diario bien en las subastas de intradiario.

8. Se modifica respecto al PO 9 vigente la parte correspondiente a los intercambios de información con el operador del sistema ligados con el proceso de programación, quedando recogida en un nuevo PO 9.1.

9. Se incorpora explícitamente en el PO 3.2 la aplicación de medidas topológicas en la Red de Transporte para la resolución de restricciones técnicas, de acuerdo con el Reglamento SO.

10. Se crea un nuevo PO 3.9 sobre suspensión y restablecimiento de las actividades de mercado, al objeto de desarrollar el Título 4 de las Condiciones relativas al balance.

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

Adicionalmente a la modificación de los procedimientos de operación, la Sala de supervisión regulatoria de la CNMC solicita al operador del sistema que tenga en cuenta la necesidad de revisar el reparto de los costes de los servicios y, en particular, su repercusión a toda la demanda y/o exclusivamente a la demanda.

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

Se solicita al operador del sistema que analice la conveniencia de contemplar la existencia de unidades de programación para la venta de los comercializadores y, en su caso, lo incorpore en una próxima revisión de este procedimiento. Asimismo, se solicita a REE que incorpore información periódica sobre la evolución de los excedentes de estas unidades en los informes de los servicios de ajuste del sistema, que remite mensualmente a la CNMC.

Respecto a la regulación secundaria, se aclara que el párrafo 4 del artículo 7 de las Condiciones debe interpretarse que se refiere a MW instalados (en el caso de instalaciones de generación) y a MW de potencia contratada (en el caso de instalaciones de demanda) correspondientes a aquellas instalaciones habilitadas e integradas dentro de una zona de regulación para la prestación del servicio de regulación secundaria.

Por otra parte, el párrafo 5 del mismo artículo 7 de las Condiciones establece que cada zona de regulación podrá estar constituida por unidades de programación habilitadas y no habilitadas para la participación activa en el servicio de regulación secundaria, pero estando todas las unidades bajo la titularidad o la representación del sujeto que ostenta la titularidad de la zona de regulación. Igualmente, en este caso la interpretación en sentido estricto del texto, y en particular del alcance del concepto de titularidad, resultaría más restrictiva que la regulación anterior, incluso obligaría a reconfigurar zonas de regulación que operan en la actualidad, ya que contienen instalaciones de las que el titular de la zona no es titular ni representante, pero con la que guarda relación por pertenencia a un mismo grupo empresarial. Dado que estas zonas están funcionando adecuadamente, no estaría justificada su revisión.

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

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

Teniendo en cuenta que la garantía que actualmente se exige a los nuevos entrantes pudiera ser reducida para llevar a cabo la actividad de comercialización (10.000 €), se solicita a REE que revise el nivel de garantías exigido a los sujetos participantes en el mercado, al objeto de buscar un adecuado equilibrio entre la libertad de entrada en el mercado y la necesidad de que los sujetos puedan responder a la responsabilidad por su participación en dicho mercado.

El anexo de la presente resolución contiene los procedimientos de operación P.O.3.1. Proceso de programación, P.O.3.2. Restricciones técnicas, P.O.3.3. Activación de energías de balance procedentes del producto de reserva de sustitución (RR), P.O.3.6. Comunicación y tratamiento de las indisponibilidades de las instalaciones de generación, demanda y almacenamiento, P.O.3.8. Pruebas para la participación de las instalaciones en los procesos y servicios gestionados por el operador del sistema, P.O.3.9. Suspensión y restablecimiento de las actividades de mercado, P.O.7.2. Regulación secundaria, P.O.7.3. Regulación terciaria, P.O.9.1. Intercambios de información relativos al proceso de programación, P.O.14.1. Condiciones generales del proceso de liquidación del operador del sistema, P.O.14.2. Admisión de sujetos en el mercado y datos necesarios durante su participación y P.O.14.4. Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema, una vez incorporados los cambios introducidos por la CNMC en los textos inicialmente remitidos por el OS de acuerdo con las consideraciones realizadas en esta resolución.

Por cuanto antecede, la Sala de Supervisión Regulatoria de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, de acuerdo con la función establecida en el artículo 7.1.c de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, modificada por el Real Decreto-ley 1/2019 y desarrollada a través de la Circular 3/2019, de 20 de noviembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen las metodologías que regulan el funcionamiento del mercado mayorista de electricidad y la gestión de la operación del sistema, y en cumplimiento de lo establecido en el artículo 5.1 de dicha circular, resuelve:

Primero.

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

Segundo.

Se aprueban las Normas para la suspensión y el restablecimiento de las actividades del mercado y las Normas de liquidación de desvíos y liquidación de energías de balance en caso de suspensión de las actividades del mercado, previstas en los apartados 2 (e) y 2 (f) del artículo 4 del Reglamento (UE) 2017/2196 de la Comisión, de 24 de noviembre de 2017 por el que se establece un código de red relativo a emergencia y reposición del servicio, y se incorporan a los desarrollos de las Condiciones relativas al balance como P.O.3.9. Suspensión y restablecimiento de las actividades de mercado, según lo previsto en el apartado 2 del artículo 18 del Reglamento (UE) 2017/2195 de la Comisión, de 23 de noviembre de 2017 por el que se establece una directriz sobre el balance eléctrico, que se anexa a la presente Resolución.

Tercero.

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

Cuarto.

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

La presente resolución se publicará en el «Boletín Oficial del Estado», en cumplimiento de lo establecido en el artículo 7.1, párrafo final, de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC, y se publicará asimismo, en su versión íntegra, en la página web de la CNMC.

Madrid, 10 de diciembre de 2020.—El Secretario del Consejo de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, Joaquim Hortalà i Vallvé.

## ANEXO I

### Procedimientos de operación

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

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

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

6. Liquidación a precios distintos de los de referencia.

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

### P.O. 7.2 REGULACIÓN SECUNDARIA

1. Objeto.

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

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

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

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

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

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

2. Ámbito de aplicación.

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

3. Definiciones.

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

En particular, los términos correspondientes a:

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

funcionamiento del mercado mayorista de electricidad y la gestión de la operación del sistema.

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

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

– Sujeto de liquidación responsable del balance (BRP, por sus siglas en inglés): participante en el mercado, o su representante elegido, responsable de sus desvíos en el mercado de la electricidad, tal como se define en el punto (14) del artículo 2 del Reglamento (UE) 2019/943 relativo al mercado interior de la electricidad.

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

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

– Sistema de regulación compartida peninsular (RCP): La Regulación Compartida Peninsular (RCP) es el sistema de control que funciona como regulador maestro de la regulación secundaria del sistema. Por motivos de seguridad, el sistema está duplicado: el OS dispone de un regulador maestro principal en el Centro de Control Eléctrico (CECOEL), existiendo un sistema de respaldo de la regulación secundaria localizado en el Centro de Control de Respaldo (CECORE).

– Zona de regulación: Conforme a la definición establecida en las Condiciones relativas al balance, una zona de regulación es una agrupación de unidades de programación que, en conjunto, tiene capacidad de regular en respuesta a las órdenes de un sistema de Control Automático de Generación (AGC) cumpliendo con los requisitos establecidos y permitiendo su evaluación desde un sistema de control de energía en tiempo real.

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

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

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

– Reserva de regulación secundaria del sistema: La reserva de regulación secundaria a subir/bajar del sistema es el valor máximo de variación de potencia en que es posible modificar al conjunto de unidades de programación habilitadas en control dentro de las zonas de regulación en el sentido correspondiente y con la velocidad establecida, en respuesta a los requerimientos del sistema de control automático de regulación.

– Banda de regulación secundaria del sistema asignada: Es la reserva de regulación secundaria del sistema que el OS asigna mediante mecanismos de mercado el día anterior al de programación, para todos los periodos horarios del día siguiente y para cada sentido subir/bajar.

– Energía efectiva neta de regulación secundaria: La energía efectiva neta de regulación secundaria realizada en un periodo de programación, es el desvío en energía respecto a sus programas del conjunto de unidades de programación de una zona de regulación integradas en el lazo de control del correspondiente AGC debido al seguimiento de los requerimientos de la regulación secundaria.

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

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

#### 4. Proveedores del servicio de regulación secundaria.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Para la acreditación del requisito de titularidad o representación establecido en el artículo 7 de las Condiciones relativas al balance, cuando se desee incorporar en una zona de regulación una unidad de la que no sea titular ni representante el propio titular de la zona, se deberá acreditar ante el OS la existencia de relación por grupo empresarial mediante una declaración responsable del sujeto titular de la zona, debiéndose actualizar esta información cuando se produzcan cambios en la estructura del grupo que afecten a la unidad de programación o a la zona.

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

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

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

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

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

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

Como responsable del sistema maestro de control (RCP):

- Evaluar en tiempo real el requerimiento de regulación y establecer el reparto entre las zonas de regulación.

- Intercambiar la información necesaria con la plataforma europea de compensación de desequilibrios e incorporar en su caso las señales de corrección al requerimiento recibidas del mismo, según se describe en el anexo III.

- Llevar a cabo el seguimiento de la respuesta de las zonas de regulación.
- Transferir el sistema de regulación secundaria al sistema de respaldo, y viceversa, cuando así sea necesario, e informar puntualmente de este hecho a los responsables de las zonas de regulación.

- Calcular los términos establecidos para la retribución y asignación de costes por la prestación del servicio de regulación.

- Garantizar el buen funcionamiento del sistema de regulación y su adecuación a los requerimientos del sistema eléctrico.

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

6.1 Requisitos de banda de regulación secundaria.

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

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

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

6.2 Presentación de ofertas de regulación secundaria.

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

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

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

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

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

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

- Cada zona de regulación deberá cumplir la relación establecida entre la reserva a subir y a bajar para el conjunto del sistema.

- Para la valoración de una oferta se tendrá en cuenta el precio de oferta de la banda de potencia.

- En caso de igualdad de precio de varias ofertas, se realizará un reparto proporcional de la reserva asignada, en función de la banda ofertada en cada una de ellas.

- Si la asignación de una oferta de regulación secundaria con su redespacho de energía asociado sobre el último programa de energía (PHF/PHFC) publicado por el OS antes de la asignación de banda de regulación secundaria, diese lugar, en su caso, a una restricción técnica en el sistema, no se considerará dicha oferta en el proceso de asignación.

- La suma total de las bandas de potencia asignadas deberá estar comprendida en un intervalo de +/- 10% en torno a la banda de regulación total requerida.
- La asignación a cada zona de regulación será la suma de las asignaciones realizadas a las unidades de programación integradas en la correspondiente zona.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Tras la solicitud de reducción de banda asignada por parte del titular de la zona de regulación afectada, el OS analizará, tanto de forma individual para cada unidad de programación, como de forma global para el conjunto de la correspondiente zona de regulación, la reducción de banda solicitada por el propietario de la zona de regulación,

contrastándola con la banda de potencia perdida teóricamente por aplicación de limitaciones de seguridad para la solución de restricciones en tiempo real o por asignación de redespachos de energía terciaria por aplicación del MER.

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

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

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

- Se generarán las desasignaciones de banda de regulación secundaria correspondientes, estableciéndose, además, en base al orden de mérito de la asignación de ofertas realizadas, las reducciones adicionales de banda que pudiera ser necesario aplicar en la misma zona de regulación para mantener la relación subir/ bajar establecida. Todas estas anotaciones de desasignación de banda llevarán asociado un precio igual al marginal del mercado de banda de regulación secundaria vigente para el correspondiente período de programación.

- Se calcularán y se enviarán a la RCP los nuevos coeficientes de participación nominales de las zonas de regulación en función de la reducción de banda de regulación aplicada en cada período de programación completo. Los nuevos coeficientes de participación nominales de las zonas se calcularán teniendo en cuenta las anteriores desasignaciones de banda.

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

## 6.5 Mecanismo excepcional de asignación de banda de regulación secundaria.

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

## 7. Seguimiento en tiempo real de la prestación del servicio.

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

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

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

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

#### 8. Liquidación del servicio.

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

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

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

La liquidación del servicio de regulación secundaria dará lugar a los derechos de cobro y obligaciones de pago definidos en el procedimiento de operación por el que se establecen los derechos de cobro y las obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema.

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

##### 8.1 Asignación de reserva de regulación secundaria.

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

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

En caso de asignaciones de banda de potencia por aplicación del mecanismo excepcional de resolución (MER) que haya sido necesario realizar en cada periodo de programación para obtener la reserva de regulación requerida, éstas serán valoradas a un precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de mayoración K<sub>MAY</sub>, 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.

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

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

- Incapacidad para contribuir a la regulación por parte de la zona en función del número de ciclos en los que la zona de regulación permanezca en estado OFF (salvo aquellos en los que lo esté por indicación del OS), siendo valorada dicha incapacidad al precio de la reserva de regulación secundaria correspondiente a dicho período, afectada por un coeficiente K<sub>S</sub> 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.

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

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

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

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

El precio marginal de la energía de sustitución a bajar en dicho periodo de programación se establecerá siempre sobre la escalera de regulación terciaria a bajar, con independencia de que se haya utilizado o no energía de regulación terciaria a bajar en dicho periodo de programación. El precio marginal horario de la energía de regulación secundaria a bajar así calculado estará en cualquier caso limitado por el valor de precio máximo vigente en el Mercado Diario, y por el valor de precio mínimo vigente en el Mercado Diario cuando el precio marginal de la energía de regulación terciaria haya resultado superior o igual a 0.

## Anexo I

### *Asignación de banda de regulación secundaria*

#### 1. Datos de entrada al proceso de asignación.

##### 1.1 Requerimientos de regulación secundaria del sistema.

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

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

- Requisitos de reserva a subir en el sistema RSSUBh (MW).
- Requisitos de reserva a bajar en el sistema RSBAJh (MW).

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

Donde  $h$  = Índice del periodo de programación correspondiente.

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

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

#### 1.3 Integración en zonas de regulación.

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

#### 1.4 Ofertas de banda de regulación secundaria.

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

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

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

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

#### 2.1 Criterios generales.

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

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

## 2.2 Desarrollo del proceso.

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

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

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

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

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:

$$R_{subir_{nh}} = \text{Mínimo} \left[ \frac{RNS_{subirh} + \sum RNS_{subirh}}{RNS_{bajarmh} + \sum RNS_{bajarmh}} * RSB_h \right] - R_{subir_{mh}}$$

$$R_{bajar_{nh}} = \text{Mínimo} \left[ \frac{RNS_{subirh} + \sum RNS_{subirh}}{RNS_{bajarmh} + \sum RNS_{bajarmh}} \right] - R_{bajar_{mh}}$$

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 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.

Las comprobaciones se realizan en cuatro etapas diferentes.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

#### 3.2 Comprobaciones en el preproceso de las ofertas.

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

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

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

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

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

### 3.3 Comprobaciones realizadas durante el proceso de asignación.

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

Las comprobaciones asociadas son las siguientes:

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

### 3.4 Comprobaciones realizadas al finalizar el proceso de asignación.

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

- Asignación indivisible: A aquellos bloques indivisibles asignados a los que les quede por asignar banda, en un único sentido (a subir o a bajar, pero no en ambos), por debajo de un valor determinado (actualmente 2 MW) se les asigna esta banda pendiente.
- Rechazo por asignación mínima: A aquellas ofertas a las que se les ha asignado banda en un único sentido (a subir o a bajar, pero no en ambos), por debajo de un determinado valor mínimo (actualmente 1 MW), son eliminadas de la asignación.
- Redondeo de asignación: Las bandas asignadas son redondeadas para obtener números enteros. El redondeo se hace al valor entero más próximo.

## Anexo II

### *Descripción técnica de la Regulación Compartida del Sistema Peninsular (RCP)*

#### 1. Introducción.

El correcto funcionamiento de los sistemas eléctricos interconectados, desde el punto de vista de la seguridad y la fiabilidad de la operación, exige una adecuada coordinación de su regulación frecuencia-potencia.

La regulación secundaria forma parte de los sistemas automáticos de control frecuencia-potencia.

El sistema eléctrico español forma parte de la red síncrona europea continental y, por tanto, está obligado a cumplir los requisitos establecidos por la normativa europea y la acordada por todos los TSO que pertenecen a la red síncrona de Europa Continental.

El objetivo de la regulación secundaria es, tras un incidente, devolver la frecuencia y los intercambios con otros sistemas a los valores de consigna restaurando la reserva primaria utilizada, teniendo en cuenta asimismo las consignas recibidas de la plataforma

europaea de compensación de desequilibrios en tiempo real para evitar activaciones en sentido contrario en distintos bloques de control.

Para ello el sistema de regulación genera las señales de control adecuadas para modificar el punto de funcionamiento de las unidades conectadas a él de forma que:

- El valor de los intercambios de potencia con otros sistemas se mantenga en el valor programado, incorporando en su caso las correcciones que resulten del proceso europeo de compensación de desequilibrios (*Imbalance Netting*).

- El valor de frecuencia del sistema se mantenga en su valor de consigna, común y único en la red síncrona interconectada de Europa Continental.

El cumplimiento de los objetivos anteriores es equivalente a mantener el equilibrio generación-demanda del sistema interconectado.

En este Sistema de Regulación, el conjunto de la reserva rodante asignada es compartido por todas las empresas en orden a:

- La distribución equitativa entre las zonas de regulación, en función de su reserva rodante asignada, de las obligaciones de regulación con respecto a desvíos con Francia y Portugal (compensados, en su caso, de acuerdo con las consignas recibidas de la plataforma europea de compensación de desequilibrios) y variaciones de frecuencia.

- La utilización de las reservas de potencia del conjunto de las empresas de forma que se puedan solventar eficazmente los desequilibrios bruscos producción-consumo.

Para realizar esta función de la Regulación Compartida, RED ELÉCTRICA coordina directamente a los reguladores de zona, actuando de «Regulador Maestro», es decir, de repartidor de señal de regulación, y transmitiendo a los diversos reguladores de zona los valores de potencia que deben aportar a la Regulación Compartida, de acuerdo con los factores de participación resultantes de la asignación de reservas en el mercado de la regulación secundaria. A su vez, genera los resultados del servicio utilizados para la liquidación del mismo.

RED ELÉCTRICA realiza su labor de «Regulador Maestro» desde su equipo regulador en el Centro de Control del CECOEL. Cuando este no está disponible, el Centro de Control 2 de Red Eléctrica asume la función de «Regulador Maestro», actuando como respaldo del sistema.

## 2. Definiciones.

RCP: Regulación Compartida Peninsular.

Regulador maestro: Sistema de control de energía que recibe las señales básicas de la regulación compartida y genera el requerimiento de control de cada zona, así como los resultados utilizados para la liquidación del servicio.

Regulador de zona: Sistema de control de energía que, recibiendo el requerimiento de control del regulador maestro, controla la generación o el consumo de las unidades incluidas en su zona.

Control automático de generación (AGC): Función software utilizada por los reguladores de zona para realizar el control frecuencia – potencia, es decir, para ajustar de forma automática el punto de funcionamiento de sus unidades en función de unas consignas de potencia y frecuencia, anulando su error de control de área.

Error de control de área de la zona (ACE): Desvío, expresado en magnitudes de potencia, de los valores de potencia neta y frecuencia respecto a las consignas de una zona de regulación.

Generación o consumo de la zona (PI): Valor instantáneo del total de las potencias netas de cada una de las unidades pertenecientes a una zona de regulación.

Programa de generación o consumo de la zona (NSI): Valor instantáneo del total de potencia activa neta que corresponde a la suma del programa horario de las unidades de generación, almacenamiento o consumo pertenecientes a una zona de regulación.

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

Potencia de generación o consumo en control de la zona (PGC): Valor instantáneo de la suma del consumo o la generación neta activa que está bajo el control del AGC de una zona de regulación.

Desvío del intercambio neto de regulación peninsular (NIDR): Desvío del intercambio neto respecto al programado entre el sistema eléctrico español peninsular y los sistemas francés y portugués.

Requerimiento total de la regulación peninsular (PRR): Potencia adicional que el regulador maestro requerirá al total de las zonas de regulación para anular el desvío del intercambio neto de regulación peninsular.

Contribución requerida a la regulación (CRR): Cantidad de potencia requerida por el regulador maestro a cada uno de los reguladores de zona para anular el desvío del intercambio neto de regulación peninsular.

Reserva secundaria de regulación: Potencia activa a subir y a bajar que puede ser movilizada bajo control de una zona de regulación con una constante de tiempo de 100 segundos.

Reserva asignada a las zonas: Valor de consigna de la reserva secundaria a subir y a bajar que debe aportar una zona de regulación como resultado de los mecanismos de mercado.

ENTSOE-CE: Área síncrona interconectada de Europa Continental (CE), integrada en la Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad (ENTSOE).

### 3. Regulador de Zona.

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

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

– Recibir la contribución requerida a la regulación de cada zona (CRR<sub>i</sub>), enviada por el Regulador Maestro, quien lo determina por la función de la RCP tal y como se describe en los apartados posteriores.

– Reducir el valor de su propio error de control de área (ACE<sub>i</sub>) a cero con la mínima demora, para lo que el regulador de zona deberá regular en el modo de potencia - frecuencia. El ACE<sub>i</sub> 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<sub>i</sub> = error de control de área de la zona i.

NID<sub>i</sub> = desvío de potencia respecto a programa de la zona i.

G = factor de atenuación del desvío de zona.

B<sub>i</sub> = constante de «Bias» de frecuencia de la zona i (positivo).

f<sub>a</sub> = frecuencia real del sistema para la zona i.

f<sub>s</sub> = frecuencia programada para la zona i.

CRR<sub>i</sub> = contribución requerida a la regulación de la zona i.

NSI<sub>i</sub> = programa de generación o consumo de la zona i.

PI<sub>i</sub> = generación o consumo de la zona i.

La constante de «Bias» de frecuencia B<sub>i</sub> 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.

$K_n$  = coeficiente de participación de la zona de regulación en la constante de Bias de frecuencia total del Sistema Peninsular.

De las ecuaciones anteriores se infiere que un desvío de generación o consumo positivos son consecuencia de un defecto de generación o un exceso de consumo respectivamente. Este desvío se traduce en una componente de ACE positiva cuyo efecto en una zona de regulación sería, según la naturaleza de la misma, subir generación o bien reducir el consumo.

El coeficiente de corrección del desvío de frecuencia para el Sistema Peninsular (constante de BIAS) se establece anualmente según directrices de ENTSOE. Se trata por lo tanto de una variable de entrada de la RCP.

El coeficiente de participación de cada zona de regulación en la corrección del desvío de frecuencia es una variable intercambiada por la RCP en tiempo real. Su valor por defecto se comunica a las zonas anualmente, calculándose como la parte proporcional del coeficiente total Peninsular de acuerdo con la producción total, o bien con el consumo total, de energía en cada zona en el año natural anterior al momento del cálculo.

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

– Si se incorpora una nueva zona, se recalculará el reparto de coeficientes por defecto teniendo en cuenta la producción, o el consumo de energía de las unidades que la componen a lo largo del año natural anterior.

– Si se elimina una zona, se recalculará el reparto de coeficientes por defecto sustrayendo su producción o consumo en el año natural anterior.

– Si se producen cambios significativos en la composición de alguna zona, se recalcularán igualmente los coeficientes por defecto teniendo en cuenta la producción o el consumo en el año anterior de las unidades que hayan entrado o salido de la zona.

– Transmitir a los Reguladores Maestros los siguientes valores:

- Desvío de generación o consumo de la zona ( $NID_i$ ).
- Programa de generación o consumo de la zona ( $NSI_i$ ).
- Desvío de frecuencia con respecto a 50 Hz ( $\Delta f_i$ ).
- Potencia de generación o consumo en control ( $PGC_i$ ).
- Suma de los límites reales<sup>1</sup> superiores de las unidades incluidas en el cálculo del PGC ( $PGCSUP_i$ ).
- Suma de los límites reales<sup>1</sup> inferiores de las unidades incluidas en el cálculo del PGC ( $PGCINF_i$ ).
- Potencia activa de cada unidad de la zona de regulación susceptible de formar parte del cálculo del PGC.
- Estado de regulación de cada unidad de la zona de regulación susceptible de formar parte del cálculo del PGC.
- Estado de activación o suspensión del AGC de la zona.
- Estado que indique el regulador maestro utilizado por el AGC (CECOEL o Centro de Control 2).

#### 4. Regulador Maestro.

El regulador maestro es responsable de ejecutar la aplicación de la RCP propiamente dicha. Las funciones fundamentales de la RCP comprenden:

- Determinación del estado de cada zona.

<sup>1</sup> Se entiende por límites reales los límites alcanzables de cada unidad cumpliendo los requisitos de velocidad de respuesta del servicio de regulación secundaria.

- Determinación del modo de ejecución de la RCP.
- Cálculo del PRR y del CRR para cada zona.
- Supervisión de la respuesta de cada zona y ajuste de los factores de participación de cada una de ellas.
- Tratamiento de las reservas de la RCP.

#### 5. Estados de Zona de Regulación.

Cada zona de regulación tiene asociado un estado, que indica su condición actual y el tratamiento que le corresponde en términos de los cálculos utilizados en la función de la RCP.

El operador puede seleccionar e introducir por pantalla cuatro posibles situaciones de zona:

- ON cuando la zona participa en la regulación compartida.
- OFF cuando la zona no participa en la regulación compartida.
- OFF REE cuando la falta de participación de la zona en la regulación compartida se debe a un requerimiento del regulador maestro.
- PRUEBAS cuando la zona está realizando pruebas de regulación.

El estado de regulación de la zona se determina teniendo en cuenta:

- La situación ON/OFF/OFF REE/PRUEBAS introducida por el operador.
- El estado del AGC de la zona.
- El estado de control de las unidades incluidas en la zona.
- La validez de los datos de entrada de la zona.
- El resultado de la lógica de control de respuesta.

Los estados de zona de regulación son:

– 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 esta participe en la RCP con normalidad. Se verifica alguna de las condiciones siguientes:

- El AGC de la zona no está activo.
- El NID es inválido.
- El PGC es inválido.
- El límite superior de regulación es menor o igual que el inferior.
- No hay unidades regulando en la zona.
- El programa de generación o consumo de la zona es inválido.

– ACTIVO: La situación de la zona es ON o PRUEBAS, todos los datos recibidos de la zona permiten que esta 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 esta 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 ( $NID_R = 0$ ).

El modo FRECUENCIA permanece efectivo hasta que se restablece la conexión con Francia, o desaparece la situación que originó el paso a este modo. La sección 6.2 describe la lógica de paso a modo frecuencia y de la salida del mismo.

– MODO CONTROL BLOCK A REGULAR PENÍNSULA: En este modo, la RCP pasa a regular únicamente el desvío con Francia, actuando como si la Península Ibérica fuese un bloque de control único.

Este modo puede establecerse manualmente, o bien de forma automática cuando la medida del desvío de intercambio con Portugal es inválida durante un tiempo superior a un número de ciclos determinado CBLIM.

– FROZEN: Este modo de ejecución hace que todas las zonas de regulación en estado Activo o Emergencia pasen a regular en Modo Permisivo. En este modo se modifica el valor de la contribución requerida a cada zona, de forma que su Error de Control de Área sea igual a 0 en cada ciclo de ejecución. De esta forma se congela la respuesta esperada de cada zona.

El modo FROZEN se activa automáticamente ante situaciones de emergencia en el sistema europeo (desvíos de frecuencia mayores de MFF mHz con duración superior a MFT segundos). También se podrá conmutar manualmente a este modo cuando la RCP esté funcionando previamente en modo NORMAL o FRECUENCIA.

– NULO: Este modo se establece cuando el modo de la RCP no se puede determinar con certeza como NORMAL, FRECUENCIA, CONTROL BLOCK PENÍNSULA o FROZEN.

El modo NULO, una vez que se establece, permanece efectivo bien hasta que uno de los otros modos pueda determinarse sin ambigüedad, o bien hasta que, transcurrido un tiempo NTOLIM dado, la Regulación Compartida pase a modo suspendido automáticamente.

– SUSPENDIDO: La RCP se suspende preventivamente al estar en modo NULO más de un tiempo definido NTOLIM.

### 6.2 Determinación del modo de la RCP.

El modo de la RCP se determina tras la asignación de los estados de zona, en el orden y forma siguiente:

#### 1. Chequeo de modo NULO.

Las condiciones de paso a NULO son cualesquiera de las siguientes:

– El valor del desvío del intercambio neto entre España y Francia ( $NID_F$ ) es inválido (p.e. debido a la pérdida de alguna de las telemidas que forman este valor) y el Sistema Peninsular no está aislado de Francia.

- El valor de la frecuencia  $f_a^2$  es inválido.
- No hay capacidad de regulación, es decir, no existen zonas cuyo estado sea ACTIVO o EMERGENCIA.

- No puede detectarse con certeza el estado de conexión con Francia.

## 2. Chequeo de modo FRECUENCIA.

Si el modo no es NULO, se verifica si se cumple alguna de las condiciones de paso a modo FRECUENCIA:

- Se ha detectado que el sistema peninsular está aislado de Francia.
- El sistema se comporta como si estuviese desconectado de Francia. Para ello se deben cumplir las condiciones siguientes:

- El desvío de frecuencia<sup>3</sup> es del mismo signo que el desvío con Francia, es decir  $\Delta f \cdot \text{NID}_F > 0$ .
- El valor absoluto del desvío de frecuencia es superior a un umbral UM, es decir  $\Delta f > \text{UM}$ . Si en ciclo previo la RCP ya estaba en modo FRECUENCIA, dicho umbral se ve disminuido en una banda muerta BM, es decir  $\Delta f > \text{UM} - \text{BM}$  [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].
- 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.

<sup>2</sup> La RCP dispone de varias medidas de frecuencia ordenadas por prioridad.

<sup>3</sup> 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.

## 7. Algoritmo de la RCP.

## 7.1 Requerimiento total de la regulación peninsular PRR.

El requerimiento total de la regulación peninsular se calcula siempre como sigue:

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

O bien:

$$PRR = 0 \text{ si } |PRR| < DBPRR \quad (4b)$$

Donde:

$F(CNID_R)$  = valor filtrado del desvío del intercambio neto de regulación NIDR, compensado en su caso (véase filtro no lineal en sección 7.2).

$CNID_R = NID_R + ESTIGCC \cdot P_{corr}$

ESTIGCC = estado de participación de España en IGCC (plataforma europea de compensación de desequilibrios; tomará valor 0 en caso de no participar y 1 en caso de que España esté participando en el proceso).

$P_{corr}$  = Potencia de corrección del desvío recibida de la plataforma europea de compensación de desequilibrios *Imbalance Netting*.

G = factor de atenuación del desvío de zona.

N = número de zonas de la Regulación Compartida.

$X_i = 1$  si el estado de la zona i es ACTIVO.

0 si el estado de la zona i no es ACTIVO.

$NID_i$  = desvío de generación o consumo de la zona i.

DBPRR = banda muerta por debajo de la cual se hará PRR = 0.

El cálculo de intercambio neto de regulación  $NID_R$  se realiza como sigue:

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

$$NID_R = NID_F \text{ si RCP en MODO CONTROL BLOCK A REGULAR PENÍNSULA} \quad (5b)$$

Siendo:

$NID_R$  = desvío del intercambio neto de regulación.

$NID_F$  = desvío del intercambio neto de España con Francia.

$NID_P$  = desvío del intercambio neto de España con Portugal.

El desvío de intercambio neto con Francia  $NID_F^4$ , se calcula como sigue:

$$NID_F = \sum_{k=1}^M PI_k - NSI_F \quad (6)$$

Donde:

$NSI_F$  = intercambio neto programado de la Península Ibérica con Francia (positivo es una compra de España a Francia).

M = número de interconexiones entre España y Francia.

<sup>4</sup> 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.

$PI_k$  = intercambio neto filtrado por la interconexión  $k$  que cruza la frontera entre España y Francia<sup>5</sup> (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 Portugal<sup>6</sup> (la dirección positiva es de España hacia Portugal).

## 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.

$FCNID_R = 0$  (8 b) 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.

<sup>5</sup> 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  $NID_p$ .

$$PI_{FILTRADO}(t) = PI_{FILTRADO}(t-1) + \frac{PI - PI_{FILTRADO}(t-1) \cdot \Delta t}{T + \Delta t}$$

Siendo  $\Delta t$  el tiempo transcurrido entre los instantes  $t-1$  y  $t$ .

<sup>6</sup> 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.

$FCNID_R = 0$  (8 c) cuando siendo el valor absoluto del acumulador A superior al umbral  $NFK_1$ , el signo del CNID<sub>R</sub> es opuesto al signo de su integral

En esta situación el propio CNID<sub>R</sub> tiende a reducir el valor de la integral, y no se ejerce acción de control alguna, forzando el valor de FCNID<sub>R</sub> a cero.

$FNID_R = CNID_R \cdot NFK_4$  (8 d) cuando el valor absoluto del acumulador A es superior al umbral  $NFK_1$  y el signo del NID<sub>R</sub> coincide con el de su integral

La integral de CNID<sub>R</sub> 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<sub>R</sub> se le aplica una ganancia  $NFK_4$ .

### 7.3 Cálculo de la contribución requerida a la regulación $CRR_i$ .

El cálculo del  $CRR_i$  depende de diversos factores:

- Modo de la RCP.
- Estado de las zonas.
- Si se cumplen o no las condiciones del modo permisivo de regulación.

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 enviado a la zona  $i$ , según se detalla en la sección 8.3.

2. En el modo NORMAL o FRECUENCIA de la RCP una zona puede regular en modo permisivo. Las condiciones que se deben dar para que esto se produzca son:

- El error de control de área de la zona es de signo contrario al error de control de área de la Península.

El error de área de la zona se calcula suponiendo que el  $CRR_i$  está dado por las ecuaciones (9) o (10) según sea el estado de la zona. Así pues:

$$ACE_i = CRR_i + \frac{1}{G} \cdot NID_i - 10 \cdot B_i \cdot \Delta f$$

Para determinar el error de control de área de cada zona, se utiliza el valor del desvío de frecuencia  $\Delta f$  disponible en el regulador maestro.

El error de área global de la península,  $ACE_R$ , se calcula como:

$$ACE_R = CNID_R - 10 \cdot B \cdot \Delta f \quad (11)$$

– El valor absoluto de  $ACE_R$  supera un determinado umbral.

Una vez iniciada la regulación en modo permisivo, se mantiene mientras el valor absoluto del  $ACE_R$  sea superior al umbral  $UMACE$  menos una banda muerta  $DBACE$ .

Cuando se cumplen ambas condiciones, la acción de control de la zona tendería a incrementar el valor del  $ACE_R$  en lugar de a disminuirlo, aun cuando para el conjunto de las zonas la acción total sea correcta y tienda a disminuir dicho error de área global. Cuando el valor del  $ACE_R$  es grande, esta forma de actuar no es apropiada, por lo que, para evitarla, el  $CRR_i$  de la zona se calcula como:

$$CRR_i = -\frac{1}{G} \cdot NID_i + 10 \cdot B_i \cdot \Delta f \quad (12)$$

Esto equivale a anular el  $ACE_i$ , con lo que se anula la acción de control durante el ciclo para la zona  $i$ . Sustituyendo en las ecuaciones anteriores:

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

3. En el modo NULO de la RCP los  $CRR_i$  de cada zona se mantienen constantes en el último valor válido que tuviese en el modo anterior. Si el modo NULO se mantiene suficiente tiempo como para que la RCP se suspenda automáticamente, los  $CRR_i$  dejarán de enviarse a los reguladores de zona.

4. En el modo FROZEN de la RCP todas las zonas de regulación en estado Activo o Emergencia pasan a regular en modo permisivo.

En este modo se modifica el valor de la contribución requerida a cada zona, de forma que su Error de Control de Área sea igual a 0 en cada ciclo de ejecución. El  $CRR_i$  de cada zona se calcula como:

$$CRR_i = -\frac{1}{G} \cdot NID_i + 10 \cdot B_i \cdot \Delta f \quad (12)$$

#### 8. Supervisión de la Respuesta de una Zona.

Con el fin de garantizar que se alcanzan los objetivos de la función RCP, resulta necesario incorporar una lógica que supervise el funcionamiento de cada zona y que determine si cada una de ellas responde razonablemente dentro de las condiciones que la Regulación Compartida atraviesa en cada momento.

Para ello se utiliza una lógica de control de respuesta al principio de la lógica general, para ver si la magnitud de estos valores es consistente con el  $CRR_i$  que se les envió en la ejecución anterior de la RCP. La lógica de supervisión de respuesta de zona es la responsable de determinar si una zona determinada cumple el criterio de emergencia. El estado de cada zona se determina por medio de esta lógica en cada ciclo de ejecución de la RCP.

##### 8.1 Supervisión de la respuesta de potencia en control.

– Potencia en control deseada de la zona  $i$ .

En primer lugar se determina la potencia en control deseada para que la zona  $i$  anule su error de control de área. Se calcula como la potencia de generación o consumo en control  $PGC^7$  del ciclo anterior incrementada por el error de control de área de dicho ciclo:

$$PGCD_i(t) = PGC_i(t-1) + \frac{1}{G} \cdot NID_i(t-1) + CRR_i(t-1) - 10 \cdot B_i \cdot \Delta f_i(t-1) \quad (13)$$

<sup>7</sup> El valor de  $PGC$  se recibe de los reguladores de zona, y se calcula a su vez a partir de las medidas de potencia de las unidades y de los estados de regulación enviados desde las zonas de regulación. Se puede elegir entre el valor telemedido o el valor calculado. A su vez existe la opción de que el valor escogido se filtre previamente a su utilización en el algoritmo.

Siendo:

$PGC_i(t-1)$  =  $PGC_i$  recibido de la zona  $i$  en el ciclo anterior.

$NID_i(t-1)$  =  $NID_i$  recibido de la zona  $i$  en el ciclo anterior.

$CRR_i(t-1)$  =  $CRR_i$  enviado a la zona  $i$  en el ciclo anterior.

$Df_i(t-1)$  = desvío de frecuencia de la zona  $i$  en ciclo anterior; si el desvío de frecuencia de dicha zona es inválido se utiliza el valor del desvío del ciclo anterior del regulador maestro.

– Respuesta esperada de la zona  $i$ .

La respuesta esperada de la zona  $i$  depende de si ha habido o no cambios en el estado de control de las unidades de la zona incluidas en el cálculo del  $PGC_i$ .

• Sin cambios de estado de control de las unidades:

Con el valor de  $PGCD_i$ , que como se ve tiene en cuenta el  $CRR_i$  que se le envió en el ciclo anterior, se modela la respuesta esperada de cada zona cuyo estado sea ACTIVO o EMERGENCIA. Para ello se utiliza una función simplemente exponencial de primer orden del tipo:

$$SUM1_i = \frac{1}{1 + s \cdot T1_i} \cdot PGCD_i(s)$$

Si no ha habido cambios en las unidades participantes en el cálculo del PGC, se expresa de la forma siguiente:

$$SUM1_i(t) = \alpha_{1i} \cdot PGCD_i(t) + (1 - \alpha_{1i}) \cdot SUM1_i(t - 1) \quad (14a)$$

Siendo:

$SUM1_i(t)$  = valor esperado de la potencia total de regulación de la zona para el ciclo actual de control.

$SUM1_i(t-1)$  = valor esperado de la potencia total de regulación de la zona en el ciclo anterior de control.

$T1_i$  = constante de tiempo que simula la velocidad de respuesta de la zona  $i$ .

$\alpha_{1i}$  = cociente entre el tiempo del ciclo de ejecución del algoritmo y la constante de tiempo  $T1_i$ .

• Con cambios de estado de control de las unidades:

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

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

– Error de respuesta de la zona  $i$ .

Para determinar el error de respuesta se utiliza la siguiente lógica, con vistas a reducir el valor del error al mínimo:

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

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

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

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

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

$$ERR_i(t) = PGCD_i(t) - PGC_i(t) \quad (15c)$$

- 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:

$$SUM_i(t) = \alpha_{2i} \cdot ERR_i(t) + (1 - \alpha_{2i}) \cdot SUM_i(t - 1) \text{ si } |SUM_i(t)| \leq K3 \cdot AT_i \quad (16a)$$

$$SUM_i(t) = K3 \cdot AT_i \cdot \frac{SUM_i(t)}{|SUM_i(t)|} \text{ si } |SUM_i(t)| > K3 \cdot AT_i \quad (16b)$$

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  $i$ .

$\alpha_{2i}$  = cociente entre el tiempo del ciclo de ejecución del algoritmo y la constante de tiempo  $T2_i$ .

$K3$  = constante que limita el error de respuesta retardado de la zona  $i$ .

$AT_i$  = umbral de mala respuesta de la zona  $i$ .

El valor absoluto del error retardado  $SUM_i$  está por lo tanto limitado a  $K3$  veces  $AT_i$ , con el fin de evitar que crezca de forma indefinida.

El uso de este filtro de retardo permite que un error de seguimiento persista durante un tiempo ajustable, que depende de la magnitud del error, antes de que alcance el umbral de mala respuesta  $AT_i$  para la zona. La constante de tiempo  $T2_i$  y los parámetros involucrados en la determinación del umbral de mala respuesta, deben ajustarse en función de los criterios de buena regulación que se establezcan.

- Cálculo del umbral de mala respuesta de la zona  $i$ .

El umbral de mala respuesta de la zona  $AT_i$  se utiliza para compararlo con el valor absoluto del error retardado  $SUM_i$ , tal y como se detalla en la sección 8.2. El valor de dicho umbral se calcula como:

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

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

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 en control deseada de la zona  $i$  se determina según la ecuación (13), estimando mediante las ecuaciones (9), (10) y (12) el valor de  $CRR_i$  que la zona hubiese tenido durante el ciclo anterior (incluye la consideración de regulación en modo permisivo).

$SUM1_i$  El valor de la respuesta esperada de la zona  $i$  se inicializa al valor de  $PGCD_i$ .

$ERR_i$  El error de la respuesta de la zona  $i$ , se hace:

$$ERR_i = SUM1_i - PGC_i \quad (19)$$

$SUM_i$  El error retardado de la respuesta de la zona  $i$  se iguala al umbral de mala respuesta  $AT_i$  con el mismo signo que  $ERR_i$ .

## 8.2 Cálculo de los factores de corrección: paso al estado EMERGENCIA.

– Condición de mala respuesta.

La participación de cada zona  $i$  en la regulación se define en cada hora por medio de la capacidad nominal de contribución a la regulación de la zona  $CTBCAP_i$ , como se explica en la sección 8.3. El algoritmo realiza un seguimiento de la respuesta de la zona  $i$  determinando el error retardado de respuesta  $SUM_i$ , tal y como se ha descrito en la sección 8.1.

Estando la zona en estado ACTIVO, su respuesta no es la adecuada si se cumple la condición de mala respuesta:

$$|SUM_i| > AT_i \quad (20)$$

– Detección de mala respuesta por exceso o por defecto.

La mala respuesta es por exceso si la diferencia entre la potencia en control deseada ( $PGCD_i$ ) y la potencia en control ( $PGC_i$ ) es de sentido contrario al PRR:

$$(PGCD_i - PGC_i) \cdot PRR < 0$$

Dado que el signo de la diferencia ( $PGCD_i - PGC_i$ ) es habitualmente el mismo que el del error  $ERR_i$  o 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:

$$LPRR = PRR \quad (21a) \text{ si } |PRR| > KD \text{ o si } |PRR| \leq KD \text{ y además } LPRR \cdot PRR > 0$$

$$LPRR = 0 \quad (21b) \text{ si siendo } |PRR| \leq KD \text{ se cumple } LPRR \cdot PRR \leq 0$$

La condición de mala respuesta por exceso se identifica por tanto si el error retardado  $SUM_i$  es de signo contrario al LPRR, es decir, si se cumple la desigualdad:

$$SUM_i \cdot LPRR < 0 \quad (22)$$

– Cálculo del factor de corrección de la zona i.

En la situación de mala respuesta de la zona i, se debe proceder a ajustar la participación de dicha zona en la regulación por medio de factores de corrección, de tal manera que la respuesta deseada se aproxime a la respuesta real de la zona. Esto se consigue modificando por medio de los términos  $\Delta 1$  y  $\Delta 2$  los factores de corrección de zona, cuyo valor nominal es la unidad ( $CORFTR_i = 1$ ):

- Mala respuesta por exceso: Si el estado de la zona i es ACTIVO, y cumple las condiciones de mala respuesta por exceso (20) y (22), dicha situación se rectifica incrementando el factor de corrección de la zona i.

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

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

$$CORFTR_i = 0 \quad (23c) \text{ si } CORFTR_i > 2;$$

en este caso el estado de la zona i pasa a EMERGENCIA

- Mala respuesta por defecto: Si el estado de la zona i es ACTIVO, cumple la condición de mala respuesta (20), pero no la de respuesta por exceso (22), la situación se corrige disminuyendo el factor de corrección de la zona i.

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

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

$$CORFTR_i = 0 \quad (24c) \text{ si } CORFTR_i \leq \Delta 1 \cdot \frac{|SUM_i|}{AT_i};$$

en este caso el estado de la zona i pasa a EMERGENCIA

• 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 es estado ACTIVO:

$$BETA = \sum_{i=1}^N CTBCAP_i \cdot CORFTR_i = \sum_{i=1}^N K'_i \quad (29)$$

Siendo:

$N$  = número de zonas en estado ACTIVO.

Los factores de participación normalizados se calculan por lo tanto conforme a la ecuación:

$$K_i = \frac{CTBCAP_i}{BETA + CTBCAP_i \cdot (1 - CORFTR_i)} \quad (30)$$

Nótese que, si las zonas en estado ACTIVO responden correctamente, es decir todos sus  $CORFTR_i$  son 1, y sustituyendo la ecuación (29) en (30), queda:

$$K_i = \frac{CTBCAP_i}{\sum_{i=1}^N CTBCAP_i \cdot CORFTR_i + CTBCAP_i \cdot (1 - CORFTR_i)} = \frac{CTBCAP_i}{\sum_{i=1}^N CTBCAP_i}$$

Siendo:

$N$  = número de zonas en estado ACTIVO.

Se verifica por lo tanto que los factores normalizados de las zonas en estado ACTIVO suman 1.

Por el contrario, para las zonas en estado EMERGENCIA, donde el valor de  $CORFTR_i$  es 0, la ecuación (30) queda como:

$$K_i = \frac{CTBCAP_i}{BETA + CTBCAP_i}$$

Se comprueba por lo tanto que la existencia de zonas en estado EMERGENCIA provocan que la suma total de los factores de participación normalizados sea superior a la unidad. Para evitar un exceso de regulación, si la suma total de los factores de participación fuese superior a  $K_{MAX}$ , los factores de participación de las zonas en EMERGENCIA se determinarían como:

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

Siendo:

$K_{LIMITADOi}$  = factor de participación normalizado limitado de la zona i.

$K_i$  = factor de participación sin limitar de la zona i.

$K_j$  = factores de participación de las zonas en estado ACTIVO.

$N$  = número de zonas en estado ACTIVO.

$K_k$  = factores de participación sin limitar de las zonas en estado EMERGENCIA.

En resumen, los factores de participación normalizados reflejan la fracción real en p.u. de la capacidad de contribución nominal que la zona está poniendo efectivamente a disposición de la Regulación Compartida.

## 9. Entradas y Salidas a la RCP.

### 9.1 Entradas.

Los siguientes valores deben ser introducidos por el operador a través de pantalla:

- Situación de cada zona (ON / OFF / OFF REE /PRUEBAS).
- Situación de «en antena hacia Francia» de cada una de las líneas.

Los siguientes valores se cargan de forma automática, aunque pueden ser introducidos por el operador a través de pantalla:

- Capacidad de contribución nominal CTBCAP, en p.u., para cada zona y para cada hora.
- Programa de generación o consumo NSI para cada zona y para cada hora<sup>8</sup>.
- Programas de intercambio internacional NSI F, NSI P y NSI M para cada hora.
- Reserva nominal a subir total asignada a la RCP para cada hora RESNUP.
- Reserva nominal a bajar total asignada a la RCP para cada hora RESNDW.

Son constantes del algoritmo modificables por pantalla:

- Constante de tiempo  $T1_i$  de respuesta para cada zona.
- Constante «Bias» B de frecuencia de la RCP.
- Límites de alarma en estas interconexiones y sus correspondientes bandas muertas.
- Corrección al error de área por potencia excesiva en la interconexión.

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

- Incremento y decremento de los factores de corrección  $\Delta 1$  y  $\Delta 2$ .
- Parámetros para realizar el cálculo el umbral de alarma para el control de respuesta de cada zona ATLIM ( $K2$ ,  $K3$  y  $K4$ ).
- Parámetros utilizados en la lógica de control de respuesta para el ajuste de los factores de corrección y detección de mala respuesta (constante para el filtrado del error  $T2i$ , umbral para el cálculo del LPRR KDP RR, etc.).

<sup>8</sup> Programa disponible en SIOS. Se compara con el enviado por el regulador de zona, pudiendo pasar ésta a INACTIVO tal y como se describe en la sección 5.

- 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, UMAC, DBACE, etc.).
- Los siguientes valores se toman de la base de datos de tiempo real (SCADA):
  - Estado de activación del AGC de cada zona.
  - NID de cada zona, señal filtrada a un valor que no supere NIDLIM.
  - NSI de cada zona.
  - PGC de cada zona.
  - LIMSUP y LIMINF de cada zona.
  - Estado de los interruptores de las interconexiones con Francia, Portugal y Marruecos<sup>9</sup>.
  - Potencia de las interconexiones con Francia, Portugal y Marruecos<sup>10</sup>.
  - Estado de control de las unidades con posibilidad de regular.
  - Potencia individual de cada unidad.

## 9.2 Salidas.

La salida primaria de la RCP la constituyen:

- El requisito de contribución a la regulación, CRR, para cada zona.
- Los factores de participación normalizados,  $K_p$ , de cada zona.
- 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 la Web privada de eSIOS la tabla completa de parámetros.

<sup>9</sup> Los estados incorrectos han de ser sustituidos de forma manual por el operador.

<sup>10</sup> Las medidas de las interconexiones incorrectas han de ser sustituidas de forma manual por el operador.

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 <sub>1</sub>	Filtro no lineal del NID <sub>R</sub> : umbral del acumulador.	5
NFK <sub>2</sub>	Filtro no lineal del NID <sub>R</sub> : umbral del NID <sub>R</sub> .	60
NFK <sub>3</sub>	Filtro no lineal del NID <sub>R</sub> : ganancia de la integral de NID <sub>R</sub> .	0,05
NFK <sub>4</sub>	Filtro no lineal del NID <sub>R</sub> : ganancia del NID <sub>R</sub> .	1
Supervisión de respuesta de las zonas de regulación.		
T1i	Constante de filtrado de respuesta de zona.	100

Nombre	Descripción	Valor
T2i	Constante de filtrado de error de seguimiento.	13,3
K2	Constante para el cálculo del umbral de mala respuesta.	7 %
K3	Constante para limitar el valor del error retardado de zona.	2
K4	Valor mínimo del umbral de mala respuesta.	1
ATDB	Banda muerta del umbral de mala respuesta.	10 %
NPK2	Constante para la inicialización del error retardado.	1
KD	Umbral del PRR para el cálculo del LPRR.	25 MW
KMAX	Máximo de la suma de los factores de participación de las zonas.	3
T	Constante de tiempo de filtrado de flujo de potencia activa por interconexión con Francia.	13,3 s

### Anexo III

#### *Aplicación del proceso europeo de compensación de desequilibrios en el sistema eléctrico peninsular español*

##### 1. Introducción.

En este anexo se describe la aplicación en el sistema eléctrico peninsular español del proceso europeo de compensación de desequilibrios (proceso *Imbalance Netting*, IN por sus siglas en inglés), conforme a lo contemplado en el Reglamento (UE) 2017/1485 de la Comisión, de 2 de agosto de 2017, por el que se establece una Directriz sobre la gestión de la red de transporte de electricidad (SOGL) y en el Reglamento (UE) 2017/2195 de la Comisión de 23 de noviembre de 2017 por el que se establece una Directriz sobre el balance eléctrico (Reglamento eB).

2. Participación del sistema eléctrico peninsular español en el proceso europeo de compensación de desequilibrios.

Conforme al artículo 22 de la EBGL, la participación del sistema eléctrico peninsular español en el proceso europeo de compensación de desequilibrios (IN, por sus siglas en inglés) se realizará mediante la utilización de una plataforma europea gestionada por los operadores del sistema, conforme a lo establecido por la EBGL.

La participación del OS en el proceso europeo de compensación de desequilibrios se realizará conforme a lo previsto en el «Marco de Aplicación para la plataforma europea de compensación de desequilibrios (All TSOs' proposal for the implementation framework for a European platform for the imbalance netting process in accordance with Article 22 of Commission Regulation (EU) 2017/2195 of 23 November 2017 establishing a guideline on electricity balancing (INIF))», presentado por los TSOs europeos con fecha 18 de junio de 2018, para su aprobación por las NRAs europeas, de acuerdo con lo establecido en el artículo 5.2(a) del Reglamento EB.

##### 3. Proceso europeo de compensación de desvíos.

El proceso de compensación de desvíos entre bloques de control frecuencia-potencia permite la compensación de las necesidades de energía de balance procedente de reservas de recuperación de la frecuencia con activación automática (aFRR, por sus siglas en inglés, equivalente a la denominada regulación secundaria en el sistema español) del bloque de control correspondiente al sistema eléctrico peninsular español con las necesidades opuestas del resto de los bloques de control frecuencia-potencia europeos y

participantes en el proceso, con carácter previo a la activación de las energías de balance de tipo aFRR en el sistema eléctrico peninsular español.

Este proceso de compensación se realiza en tiempo real, con respeto de la capacidad de intercambio disponible en las interconexiones internacionales.

4. Intercambios de información asociados a la aplicación del proceso europeo de compensación de desequilibrios.

4.1 Capacidad de intercambio disponible en las interconexiones internacionales (ATC).

Conforme a lo establecido en el artículo 4 del INIF, el operador del sistema eléctrico español comunicará a la plataforma europea de IN cualquier posible actualización del valor de la capacidad de intercambio disponible en las interconexiones internacionales con Francia y Portugal, al objeto de que esta información pueda ser tenida en cuenta en el proceso de compensación llevado a cabo por la plataforma europea de IN.

4.2 Límites para la compensación de desequilibrios en el proceso IN.

Conforme a lo establecido en el artículo 4 del INIF, el operador del sistema eléctrico español pondrá a disposición de la plataforma europea de IN los valores de los límites máximos de intercambio de energía para la compensación de desequilibrios, tanto globalmente para el sistema eléctrico peninsular español, como para cada una de las interconexiones participantes en la plataforma, y para cada sentido de flujo de la interconexión.

En cada interconexión participante, el valor máximo de la compensación de desequilibrios en cada sentido de flujo corresponderá al valor de la capacidad de intercambio disponible en la interconexión en ese mismo sentido de flujo (ATC), pudiendo establecerse límites adicionales en las interconexiones, de carácter más restrictivo, por motivos de seguridad de los sistemas eléctricos interconectados.

4.3 Necesidades de balance del sistema eléctrico español comunicadas a la plataforma de IN.

Conforme a lo establecido en el artículo 3.4 del INIF, el operador del sistema eléctrico español pondrá en tiempo real a disposición de la plataforma europea de IN las necesidades de regulación secundaria (aFRR) del bloque de control correspondiente al sistema eléctrico peninsular español, al objeto de su posible compensación, parcial o total, en la plataforma de IN. Dichas necesidades se corresponderán con el error de control de área en lazo abierto del bloque de control frecuencia-potencia correspondiente al sistema eléctrico peninsular español.

4.4 Resultados de la compensación de desequilibrios en la plataforma europea de IN.

La plataforma europea de IN comunicará al OS la señal de corrección que será incorporada en tiempo real al lazo de control de la regulación secundaria en el sistema eléctrico peninsular español, resultante del proceso de compensación de la plataforma de IN, conforme se establece en el artículo 3.6 del INIF.

5. Liquidación de los intercambios de energía resultantes de la compensación de desequilibrios en la plataforma europea de IN.

Los intercambios transfronterizos de energías de balance entre operadores de sistemas eléctricos establecidos como resultado de la aplicación del proceso IN, serán valorados al precio medio ponderado de los denominados precios de oportunidad a subir y a bajar declarados por los operadores del sistema participantes en la plataforma europea de IN.

El precio de oportunidad a subir y a bajar del bloque de control declarado por el sistema eléctrico peninsular español será el correspondiente al precio marginal de activación de la energía de regulación secundaria a subir y bajar, respectivamente.

La liquidación de los intercambios transfronterizos de energías de balance para el sistema eléctrico peninsular español en el marco de aplicación del proceso IN, se anotará en la cuenta del operador del sistema.

El saldo económico mensual resultante de la liquidación de los intercambios transfronterizos de energías de balance para el sistema eléctrico peninsular español establecido mediante la aplicación del proceso IN será liquidado entre el operador del sistema y la entidad de liquidación que actuará como contraparte para la liquidación de los TSOs.

## P.O. 7.3 REGULACIÓN TERCARIA

### 1. Objeto.

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

- Requerimientos de reserva de regulación terciaria.
- Presentación de ofertas de energía de regulación terciaria.
- Asignación de la prestación.
- Control y medida de la prestación.
- Criterios de liquidación económica del servicio.

### 2. Ámbito de aplicación.

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

### 3. Definiciones.

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

En particular, los términos correspondientes a:

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

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

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

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