

### III. OTRAS DISPOSICIONES

## COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA

**4579** *Resolución de 10 de marzo de 2022, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se modifica el Anexo II del procedimiento de operación 7.2.*

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 CNMC, la Sala de la Supervisión Regulatoria, acuerda emitir la siguiente resolución.

#### Antecedentes de hecho

Primero.

El artículo 21 del Reglamento (UE) 2017/2195 de la Comisión, de 23 de noviembre de 2017, por el que se establece una Directriz sobre el balance eléctrico (en adelante, Reglamento EB), prevé la creación de una plataforma europea para el intercambio de energía de balance procedente de reservas de recuperación de la frecuencia con activación automática (aFRR por sus siglas en inglés), producto equivalente a la actual regulación secundaria del sistema eléctrico peninsular español.

La Agencia para la cooperación de los reguladores energéticos (ACER) aprobó el marco para la implementación de la plataforma para el intercambio de energía aFRR (plataforma PICASSO) mediante Decisión n.º 02/2020 de 24 de enero de 2020. El plazo legal para que cada gestor de la red de transporte (GRT) se conecte a la misma es de treinta meses tras la aprobación del marco correspondiente. Sin perjuicio de que la autoridad reguladora nacional pueda conceder una excepción temporal de hasta 24 meses, en virtud del artículo 62 del Reglamento EB.

Segundo.

La implantación del Reglamento EB requiere una profunda reforma del mercado de balance español. En desarrollo de la Circular 3/2019, y según lo previsto en el artículo 18 del Reglamento EB, la CNMC aprobó, mediante Resolución de 11 de diciembre de 2019, 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. Estas condiciones sientan la base para la reforma del mercado de balance español. Asimismo, mediante Resolución de 10 de diciembre de 2020 aprobó la adaptación de los procedimientos de operación del sistema a dichas condiciones.

Por otra parte, la planificación de esta reforma, así como de otros aspectos relativos al mercado interior de la energía, está recogida en una Hoja de Ruta (Hoja de Ruta MIE del sistema eléctrico peninsular español), elaborada por el operador del sistema en coordinación con todos los sujetos interesados a través de webinarios y consultas públicas. Esta hoja de ruta se revisa periódicamente y es pública a través de la web del operador del sistema.

Tercero.

La participación del sistema eléctrico español en la plataforma europea PICASSO conlleva la adaptación del servicio de regulación secundaria, tanto en lo relativo a aspectos técnicos de los sistemas de control (nuevo regulador, nuevo algoritmo de

activación de ofertas de energía por orden de mérito y nuevo algoritmo de supervisión de la respuesta de los proveedores, entre otros), como en aspectos de mercado (creación de un mercado de energía a FRR y modificación del mercado de reserva aFRR, con los consiguientes cambios en la liquidación del servicio).

La hoja de Ruta MIE contempla una adaptación progresiva del servicio de regulación secundaria, al objeto de garantizar una transición segura y conceder tiempo suficiente a los participantes del mercado para adaptar sus propios sistemas. La conexión del sistema eléctrico español a la plataforma PICASSO está prevista a mediados de 2024.

Cuarto.

Con fecha 20 de diciembre de 2021 tuvo entrada en la CNMC una propuesta de Red Eléctrica de España (REE) de modificación del procedimiento de operación P.O.7.2 Regulación Secundaria. Esta propuesta tiene por objeto dar un primer paso en la adaptación del servicio a los requisitos de la plataforma PICASSO, consistente en la modificación del algoritmo de control para centralizar la corrección del desvío de frecuencia.

La propuesta había sido previamente sometida a consulta pública por el operador del sistema entre el 23 de septiembre y el 23 de octubre de 2021. La propuesta se acompañó de un informe justificativo, así como de los comentarios de los sujetos interesados y las respuestas del operador del sistema.

Quinto.

Con fecha 21 de enero de 2022, y de acuerdo con la Disposición Transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, se dio trámite de audiencia, enviando al Consejo Consultivo de Electricidad la «Propuesta de Resolución por la que se modifica el anexo II del procedimiento de operación P.O.7.2». Asimismo, en cumplimiento del trámite de información pública, se publicó en la página web de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia la citada propuesta de resolución para que los sujetos formularan sus alegaciones en el plazo de veinte días hábiles.

Sexto.

Con fecha 21 de enero de 2022, se remitió la propuesta de resolución a la Dirección General de Política Energética y Minas para que aportaran sus comentarios al respecto. No se recibieron observaciones por parte de los sujetos ni de la Dirección General.

## Fundamentos de Derecho

Primero. *Habilitación competencial para aprobar este procedimiento.*

La Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, modificada por el Real Decreto-Ley 1/2019, en su artículo 7, acerca de la supervisión y control en el sector eléctrico y en el sector del gas natural, determina en su apartado primero la potestad de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia de establecer, mediante circular, las metodologías relativas a la prestación de servicios de balance y de no frecuencia del sistema eléctrico que, desde el punto de vista de menor coste, de manera justa y no discriminatoria proporcionen incentivos adecuados para que los usuarios de la red equilibren su producción y consumo. El párrafo final de este artículo 7.1 habilita a la CNMC para dictar actos de ejecución y aplicación de las circulares, que habrán de publicarse en el BOE.

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.

El artículo 1 de la Circular 3/2019 determina como objeto de esta establecer el marco regulatorio del mercado mayorista de electricidad, incluyendo el mercado de ajuste, del que forman parte los servicios de balance y de no frecuencia, así como la resolución de restricciones técnicas.

La Circular 3/2019, en su artículo 5, establece que el operador del sistema eléctrico deberá elaborar las propuestas necesarias para el desarrollo de la regulación europea, así como presentar las propuestas necesarias para asegurar el buen funcionamiento del mercado mayorista de electricidad. 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. 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.

La Circular 3/2019, en su artículo 23, establece el procedimiento de aprobación aplicable a las previsiones relativas al mercado mayorista de electricidad o a la gestión de la seguridad del sistema dentro del marco de las competencias asignadas a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. De acuerdo con este artículo 23, cuando, en el marco de las competencias asignadas a la CNMC, sea necesario aprobar alguna previsión relativa al mercado mayorista de electricidad o a la gestión de la seguridad del sistema cuyo proceso de tramitación no esté recogido en la normativa europea o que sea de ámbito nacional, o cuando sea necesario aprobar especificaciones de detalle de las metodologías previstas en esta circular, los Operadores deberán presentar a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia las propuestas necesarias previa consulta a los sujetos interesados y consideración de sus puntos de vista, lo que dará lugar a las especificaciones de detalle de las metodologías previstas en los capítulos II al IX de la Circular 3/2019 que serán consideradas reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiario de electricidad y procedimientos de operación.

#### Segundo. *Síntesis de la modificación del P.O.7.2.*

La presente resolución modifica el anexo II del P.O.7.2 Regulación secundaria al objeto de introducir un primer cambio en el algoritmo de control de la regulación secundaria: la centralización de la corrección del desvío de frecuencia.

De acuerdo con el informe justificativo que acompañaba la propuesta del operador del sistema, la actual Regulación Compartida Peninsular (en adelante, RCP) es llevada a cabo por el Regulador Maestro del operador del sistema y los reguladores de zona de los proveedores de regulación secundaria. El Regulador Maestro es el sistema de control 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. Los reguladores de zona son sistemas de control de energía que, recibiendo el requerimiento de control del Regulador Maestro, controlan la generación o el consumo de las unidades incluidas en su zona.

El Regulador Maestro calcula el requerimiento total de la regulación peninsular, es decir, la potencia requerida para anular el desvío del intercambio neto de regulación peninsular, y, a través de las reglas de reparto establecidas en el P.O.7.2, calcula y envía a cada zona de regulación el valor de la contribución que le corresponde.

Cada zona de regulación tiene como objetivo principal anular su error de control de área (ACE), que incluye otros componentes además de la contribución que le requiere el Regulador Maestro. Uno de estos componentes es el término de frecuencia, que actualmente es calculado directamente por cada zona de regulación, midiendo ésta la frecuencia del sistema.

A grandes rasgos, la modificación del procedimiento consiste en incorporar el término de frecuencia en el requerimiento enviado por el Regulador Maestro a cada zona de regulación. De este modo, se centraliza en dicho regulador el cálculo de la corrección necesaria para resolver el desvío de frecuencia y su reparto entre las zonas.

En concreto, la adaptación del anexo II del P.O.7.2 abarca cambios en las variables y definiciones asociadas a las ecuaciones:

Apartado 2. Definiciones. Se sustituye la definición de CRR por la definición de MCRRFREC.

Apartado 3. Regulador de zona. Se actualiza la ecuación del error de control de área zonal; se eliminan las referencias al Bias de frecuencia de la zona; la explicación del cálculo de la constante Bias se mueve del apartado 3 al apartado 7.4 y se especifica el uso de la frecuencia medida por la zona de regulación.

Apartado 7. Algoritmo de la RCP. Se incluye el cálculo de las nuevas variables MCRRFREC, TEFREC y BIASNORM; se actualiza el punto 3 para indicar que corresponde cálculo del MCRRFREC en modo habitual de funcionamiento en cuanto a corrección del desvío de frecuencia; se crea un nuevo punto 4 para explicar el funcionamiento en modo transitorio/respaldo en cuanto a corrección del desvío de frecuencia

Apartado 8. Supervisión de la respuesta de una zona. Se actualiza la ecuación de la Potencia de Generación en Control PGCD.

Apartado 9. Entradas y salidas de la RCP. Se sustituyen CRR y constante de Bias de frecuencia por MCRRFREC y TEFREC respectivamente, como salidas de las RCP; se incluye en el punto 1 la variable ZRMODFRECZONA, que indica qué término de frecuencia se está utilizando en el cálculo del ACE de la zona de regulación; se incluyen en el punto 2 las señales MODFRECE, BIAS, BIASNORM,  $\Delta f$ ,  $f_s$ , TERMFREC, MAESTRO RCP y SigPRR0.

En el apartado 10. Parámetros utilizados en la regulación compartida. Se actualiza el valor del parámetro UM para paso a modo frecuencia al utilizado actualmente, esto es, 300 mHz.

Tercero. *Consideraciones sobre la propuesta.*

Esta Comisión considera necesaria la modificación del anexo II del P.O.7.2 propuesta por el operador del sistema, al objeto de dar avanzar en la implantación del producto europeo aFRR y la plataforma PICASSO en el sistema eléctrico español, de acuerdo con lo establecido en el Reglamento EB y lo previsto en la Hoja de Ruta MIE.

Por cuanto antecede, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, resuelve:

Primero. *Aprobar la modificación del anexo II del procedimiento de operación P.O.7.2. Regulación secundaria, que se incluye en el anexo.*

La modificación aprobada por la presente resolución surtirá efectos en la fecha que determine el operador del sistema tras finalizar las pruebas necesarias. Esta fecha será comunicada a la CNMC y publicada por Red Eléctrica de España en su página web con una antelación mínima de dos semanas. El inicio de efecto no podrá ser posterior a la fecha de implantación de la programación cuarto-horaria y se producirá, en todo caso, antes de transcurridos tres meses desde la publicación de esta Resolución en el «Boletín Oficial del Estado.»

Segundo. *Dejar sin efectos, en esa misma fecha, el anexo II del P.O.7.2 aprobado por resolución de esta Comisión de 10 de diciembre de 2020.*

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.

La presente resolución se notificará a Red Eléctrica de España, SA.

Madrid, 10 de marzo de 2022.–El Secretario del Consejo de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, Miguel Bordiu García-Ovies.

## ANEXO: P.O.7.2

Se modifica el anexo II, Descripción técnica de la Regulación Compartida del Sistema Peninsular (RCP) del P.O.7.2 Regulación Secundaria, que queda redactado del siguiente modo:

### ANEXO II

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

##### 1. Introducción.

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

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

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

El objetivo de la regulación secundaria es, tras un incidente, devolver la frecuencia y los intercambios con otros sistemas a los valores de consigna restaurando la reserva primaria utilizada, teniendo en cuenta asimismo las consignas recibidas de la plataforma europea de compensación de desequilibrios en tiempo real para evitar activaciones en sentido contrario en distintos bloques de control.

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

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

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

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

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

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

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

Para realizar esta función de la Regulación Compartida, Red Eléctrica coordina directamente a los reguladores de zona, actuando de «Regulador Maestro», es decir, de repartidor de señal de regulación, y transmitiendo a los diversos reguladores de zona los valores de potencia que deben aportar a la Regulación Compartida, de acuerdo con los factores de participación resultantes de la

asignación de reservas en el mercado de la regulación secundaria. A su vez, genera los resultados del servicio utilizados para la liquidación del mismo.

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

## 2. Definiciones.

RCP: Regulación Compartida Peninsular.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Contribución requerida a la regulación (MCRRFREC): 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 y el desvío de frecuencia.

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 (MCRRFREC<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. El ACE<sub>i</sub> se calcula atendiendo a las siguientes ecuaciones:

$$ACE_i = \frac{1}{G} \cdot NID_i + MCRRFREC_i \quad (1)$$

$$NID_i = NSI_i - PI_i \quad (2)$$

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

MCRRFREC<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

– En caso de que la zona esté utilizando su propia medida de frecuencia (modo de respaldo), el ACE<sub>i</sub> de zona se calculará incluyendo dicha medida, tal y como se indica en el apartado 7.4.

– Transmitir a los Reguladores Maestros los siguientes valores:

- Desvío de generación o consumo de la zona (NID<sub>i</sub>).
- Programa de generación o consumo de la zona (NSI<sub>i</sub>).
- Desvío de frecuencia (Δf<sub>i</sub>).
- Potencia de generación o consumo en control (PGC<sub>i</sub>).
- Suma de los límites reales<sup>1</sup> superiores de las unidades incluidas en el cálculo del PGC (PGCSUP<sub>i</sub>).
- Suma de los límites reales<sup>1</sup> inferiores de las unidades incluidas en el cálculo del PGC (PGCINF<sub>i</sub>).

<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.

- Potencia activa de cada unidad de la zona de regulación susceptible de formar parte del cálculo del PGC.
- Estado de regulación de cada unidad de la zona de regulación susceptible de formar parte del cálculo del PGC.
- Estado de activación o suspensión del AGC de la zona.
- Estado que indique el regulador maestro utilizado por el AGC (CECOEL o Centro de Control 2).

#### 4. Regulador Maestro.

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

- Determinación del estado de cada zona.
- Determinación del modo de ejecución de la RCP.
- Cálculo del PRR y del MCRRFREC 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 ésta participe en la RCP con normalidad. Se verifica alguna de las condiciones siguientes:

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

– ACTIVO: La situación de la zona es ON o PRUEBAS, todos los datos recibidos de la zona permiten que ésta participe en la RCP (no cumple los criterios de INACTIVO), y la zona no cumple con el criterio de paso a emergencia descrito en la sección 8.2.

– EMERGENCIA: La situación de la zona es ON o PRUEBAS, todos los datos recibidos de la zona permiten que ésta participe en la RCP con normalidad (no cumple los criterios de paso a INACTIVO), pero la zona cumple con el criterio de paso a emergencia. El criterio de paso a emergencia de la zona se describe en la sección 8.2.



Una vez que una zona está en este estado permanece en él hasta que se cumpla una de las siguientes condiciones:

- El operador ejecuta un *reset* de la RCP.
- La zona cumple las condiciones que se han descrito para pasar a estado INACTIVO.
- La zona cumple las condiciones para pasar a estado ACTIVO, tal y como se describe en la sección 8.2.

Para evitar inestabilidades en el funcionamiento de la RCP, la salida de la zona del estado OFF y del estado INACTIVO debe ser al estado EMERGENCIA. El error de respuesta se inicializa tal y como se describe en la sección 8.1.

## 6. Modos de la RCP.

### 6.1 Descripción de los modos de la RCP.

La RCP se ejecuta en cada momento en uno de los seis modos siguientes:

– NORMAL: El modo NORMAL de la RCP representa el estado más deseable de la operación del sistema conjunto.

– FRECUENCIA: El modo FRECUENCIA de la RCP es representativo de la situación en la cual el sistema peninsular, bien se ha quedado aislado de Francia, o bien se comporta como si se hubiese producido dicha situación de aislamiento. La función de la RCP toma las medidas apropiadas tendentes a mantener la seguridad del sistema, las cuales se traducen en regular en modo NORMAL suponiendo un desvío de intercambio nulo ( $NIDR = 0$ ).

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

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

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

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

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

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

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

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

## 6.2 Determinación del modo de la RCP.

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

### 1. Chequeo de modo NULO.

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

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

– El valor de la frecuencia  $f_a^2$  es inválido.

---

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

– 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  $\Delta f \cdot NID_F > 0$ .

---

<sup>3</sup> Nótese que el desvío de la frecuencia se calcula respecto al valor programado (dictado por ENTSOE para cada período) y no respecto al valor nominal.

• El valor absoluto del desvío de frecuencia es superior a un umbral UM, es decir  $\Delta f > UM$ . Si en ciclo previo la RCP ya estaba en modo FRECUENCIA, dicho umbral se ve disminuido en una banda muerta BM, es decir  $\Delta f > UM - BM$  [Hz].

### 3. Chequeo de modo CONTROL BLOCK PENÍNSULA.

Las condiciones de paso a este modo son las siguientes:

– La medida del desvío de intercambio con Portugal es inválida.

– La condición anterior permanece durante un tiempo superior a un número de ciclos determinado CBLIM.

### 4. Chequeo de modo FROZEN.

Las condiciones de paso a este modo son las siguientes:

– La medida del desvío de frecuencia es mayor de MFF [mHz].

– La condición anterior permanece durante un tiempo superior a un número de segundos determinado MFT.

## 5. Chequeo de modo NORMAL.

Si tras las comprobaciones anteriores se determina que el modo actual no es NULO, FRECUENCIA, CONTROL BLOCK PENÍNSULA o FROZEN, entonces se deduce que el modo actual es NORMAL.

## 6.3 Suspensión y activación de la RCP.

La RCP puede ser activada o suspendida por el operador a través de la pantalla por medio de un punto sensible.

Como se indica en la sección 6.1, la RCP puede también ser suspendida automáticamente si el tiempo de funcionamiento en modo NULO supera un umbral NTOLIM.

Transcurrido un tiempo OTOLIM tras la suspensión, la situación de las zonas pasa automáticamente a OFF. La situación de las zonas deberá ser pasada manualmente a ON tras la activación.

## 7. Algoritmo de la RCP.

## 7.1 Requerimiento total de la regulación peninsular PRR.

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

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

o bien:

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

Donde:

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

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

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

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

G = factor de atenuación del desvío de zona.

N = número de zonas de la Regulación Compartida.

$X_i = 1$  si el estado de la zona i es ACTIVO. 0. si el estado de la zona i no es ACTIVO.

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

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

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

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

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

Siendo:

$NID_R$  = desvío del intercambio neto de regulación.

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

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

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

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

Donde:

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

$M$  = número de interconexiones entre España y Francia.

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

<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  $NID_P$ .

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 CNIDR supera el umbral NFK<sub>2</sub> o se inhibe el filtrado del desvío de intercambio con objeto de mantener la seguridad del sistema.

Un valor de CNID<sub>R</sub> grande debe ser corregido sin mayores consideraciones.

FCNID<sub>R</sub> = 0 (8 b) cuando el valor absoluto del acumulador A es inferior al umbral NFK<sub>1</sub>.

El acumulador A se calcula como el último valor de CNID<sub>R</sub> más el valor de la integral de CNID<sub>R</sub> (B<sup>6</sup>) multiplicado por una ganancia NFK<sub>3</sub>. Un valor pequeño de A implica que tanto el valor del NID<sub>R</sub> como el valor de su integral es pequeño, por lo que no precisa acción alguna de control, pudiendo considerarse el FCNID<sub>R</sub> nulo.

<sup>6</sup> El algoritmo determina de forma independiente el valor de la integral de NID<sub>R</sub> 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 correspondiente.

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

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

FCNID<sub>R</sub> = 0 (8 c) cuando siendo el valor absoluto del acumulador A superior al umbral NFK<sub>1</sub>, el signo del CNIDR 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<sub>R</sub> = CNID<sub>R</sub> · NFK<sub>4</sub> (8 d) cuando el valor absoluto del acumulador A es superior al umbral NFK<sub>1</sub> 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<sub>4</sub>.

### 7.3 Cálculo de la contribución requerida a la regulación MCRRFREC<sub>i</sub>.

En este apartado se describe el cálculo de la contribución requerida a la regulación en el modo de funcionamiento habitual. En el apartado 7.4 se describe el cálculo de la regulación requerida cuando, de forma transitoria o en modo de respaldo, se modifica el cálculo de la contribución requerida a la regulación dependiendo del modo de corrección del desvío de frecuencia.

El cálculo del MCRRFREC<sub>i</sub> 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 MCRRFREC<sub>i</sub> se calcula de las formas que se detallan a continuación:

1. Para los modos de la RCP NORMAL o FRECUENCIA, los MCRRFREC<sub>i</sub> 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:

- Si el estado de la zona es ACTIVO:

$$MCRRFREC_i = K_i \cdot PRR + TEFREC_i \quad (9)$$

- Si el estado de la zona es EMERGENCIA:

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

En ambos casos,  $K_i$  es el factor de participación enviado a la zona  $i$ , según se detalla en la sección 8.3.

El regulador maestro calcula la señal del término de frecuencia centralizado  $TEFREC_i$  de la zona de regulación  $i$ , como:

$$TEFREC_i = -10 \cdot BIASNORM_i \cdot \Delta f \quad (11)$$

$$BIASNORM_i = B \cdot CTBCAP_i \quad (11a)$$

$$\Delta f = f_a - f_s \quad (11b)$$

Siendo:

$CTBCAP_i$  = capacidad nominal de contribución a la regulación de la zona  $i$ , calculado como se describe en la sección 8.3.

$\Delta f$  = desvío de frecuencia calculado por el Regulador Maestro.

$f_a$  = frecuencia medida por el Regulador Maestro.

$f_s$  = frecuencia programada.

$B$  = constante de BIAS de frecuencia total del Sistema Peninsular, se establece anualmente según directrices de ENTSOE.

2. En los modos 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  $MCRRFREC_i$  está dado por las ecuaciones (9) o (10) según sea el estado de la zona. Así pues:

$$ACE_i = MCRRFREC_i + \frac{1}{G} \cdot NID_i \quad (12)$$

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

$$ACE_R = CNID_R - 10 \cdot B \cdot \Delta f \quad (13)$$

– 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  $MCRRFREC_i$  de la zona se calcula como:

$$MCRRFREC_i = -\frac{1}{G} \cdot NID_i \quad (14)$$

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:

$$ACE_i = MCRRFREC_i + \frac{1}{G} \cdot NID_i = -\frac{1}{G} \cdot NID_i + \frac{1}{G} \cdot NID_i = 0$$

3. En el modo NULO de la RCP los  $MCRRFREC_i$  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  $MCRRFREC_i$  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  $MCRRFREC_i$  de cada zona se calcula como:

$$MCRRFREC_i = -\frac{1}{G} \cdot NID_i \quad (15)$$

7.4 Cálculo de la contribución requerida a la regulación  $MCRRFREC_i$  en modo de respaldo.

En este apartado se describe el cálculo de la contribución requerida a la regulación cuando las zonas de regulación regulen de forma transitoria su desvío de frecuencia, o bien la corrección centralizada del desvío de frecuencia se efectúe utilizando la constante de BIAS zonal (constante). Estos modos de funcionamiento son previos a la implantación completa de la regulación centralizada de la frecuencia, si bien permanecerán como función de respaldo.

A estos efectos, se utilizará la señal MODFRECE intercambiada entre el regulador maestro y las zonas de regulación. Esta señal indica cuándo la Zona de Regulación debe excluir su Término de Frecuencia de su ACE y cómo está siendo calculado el Término de Frecuencia Centralizado TEFREC por el Regulador Maestro, incluido en la señal MCRRFREC. La señal podrá tomar los siguientes valores:

- MODFRECE= 0: Cálculo del Término de Frecuencia con BIAS zonal, por la ZR.
- MODFRECE= 1: Cálculo centralizado del Término de Frecuencia con BIAS zonal, por el Regulador Maestro.
- MODFRECE= 2: Cálculo centralizado del Término de Frecuencia con BIAS Normalizado, por el Regulador Maestro.

En caso de que la señal MODFRECE tenga valor MODFRECE=2, el cálculo de la contribución requerida a la regulación de cada zona  $i$ ,  $MCRRFREC_i$ , se calculará como se indica en el apartado 7.3. En caso contrario, se calculará como se indica a continuación.

Asimismo, las zonas de regulación enviarán al Regulador Maestro la señal ZRMODFREC, que indica qué Término de Frecuencia está utilizando la Zona de

Regulación en el cálculo de su ACE. Esta señal podrá tomar los siguientes valores:

- ZRMODFRECZONA = 0: Término de Frecuencia calculado por la ZR (MODFRECE=0)
- ZRMODFRECZONA = 1: Término de Frecuencia Centralizado (MODFRECE = 1 ó 2)

El Regulador Maestro utilizará esta señal con carácter informativo.

#### 7.4.1 Si MODFRECE=0:

En este caso las zonas de regulación calculan el término de frecuencia a partir de su medida de frecuencia, por lo que el ACE de zona viene dado por:

$$ACE_i = MCRRFREC_i + \frac{1}{G} \cdot NID_i + TERMFREC_i \quad (16)$$

$$TERMFREC_i = -10 \cdot BIAS_i \cdot (f_i - f_s) \quad (16b)$$

Donde:

$f_i$  = frecuencia real del sistema, medida por la zona  $i$ .

$f_s$  = frecuencia programada en el sistema interconectado europeo continental.

$BIAS_i$  es el coeficiente de participación de cada zona. Su valor por defecto se comunica a las zonas anualmente, calculándose como la parte proporcional del coeficiente  $BIAS$  Peninsular establecido anualmente según directrices de ENTSOE. El valor por zona se calcula 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.

Dependiendo del estado de zona,  $MCRRFREC_i$  vendrá dado por:

Si la RCP está en modo normal o frecuencia:

– Si la zona de regulación está activa:

$$MCRRFREC_i = K_i \cdot PRR \quad (17)$$

- Si la zona de regulación está en emergencia:

$$MCRRFREC_i = K_i \cdot (PRR - \frac{1}{G} \cdot NID_i) \quad (18)$$

- Si la zona de regulación se encuentra en modo permisivo:

$$MCRRFREC_i = -\frac{1}{G} \cdot NID_i - TERMFREC_i \quad (19)$$

En el modo NULO de la RCP los  $MCRRFREC_i$  de cada zona en este caso 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  $MCRRFREC_i$  dejarán de enviarse a los reguladores de zona.

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 caso, el  $MCRRFREC_i$  de cada zona se calcula como:

$$MCRRFREC_i = -\frac{1}{G} \cdot NID_i - TERMFREC_i \quad (20)$$

#### 7.4.2 Si MODFRECE=1:

En este caso, el término de frecuencia se calcula de forma centralizada y se incluye dentro de la contribución requerida a la regulación  $MCRRFREC_i$ , con la diferencia respecto al funcionamiento descrito en el apartado 7.3 de que el valor de BIAS de zona no es el normalizado, sino el BIAS zonal:

El término de frecuencia centralizado  $TEFREC_i$  se calculará para cada zona como sigue:

$$TEFREC_i = -10 \cdot BIAS_i \cdot (f_a - f_s)_i \quad (20b)$$

Donde:

$f_a$  = frecuencia real del sistema, medida por el Regulador Maestro.

$f_s$  = frecuencia programada.

$BIAS_i$  es el coeficiente de participación de cada zona

#### 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  $MCRRFREC_i$

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<sup>7</sup> del ciclo anterior incrementada por el error de control de área de dicho ciclo:

<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.

$$PGCD_i(t) = PGC_i(t-1) + \frac{1}{G} \cdot NID_i(t-1) + MCRRFREC_i(t-1) \quad (21)$$

Siendo:

$PGC_i(t-1)$  = PGC <sub>$i$</sub>  recibido de la zona  $i$  en el ciclo anterior.

$NID_i(t-1)$  = NID <sub>$i$</sub>  recibido de la zona  $i$  en el ciclo anterior.

$MCRRFREC_i(t-1)$  = MCRRFREC <sub>$i$</sub>  enviado a la zona  $i$  en el ciclo anterior.

– 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 <sub>$i$</sub> .

• Sin cambios de estado de control de las unidades:

Con el valor de PGCD <sub>$i$</sub> , que como se ve tiene en cuenta el MCRRFREC <sub>$i$</sub>  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:

$$SUM1_i(t) = \alpha_{1i} \cdot PGCD_i(t) + (1 - \alpha_{1i}) \cdot SUM1_i(t-1) \quad (22a)$$

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:

$$SUM1_i(t) = PGC_i(t) + SUM_i(t - 1) \quad (22b)$$

existe la opción de que el valor escogido se filtre previamente a su utilización en el algoritmo.

- 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  $PGCD_i$ :

$$ERR_i(t) = 0 \quad (23a)$$

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

$$ERR_i(t) = SUM1_i(t) - PGC_i(t) \quad (23b)$$

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

$$ERR_i(t) = PGCD_i(t) - PGC_i(t) \quad (23c)$$

- Error de seguimiento retardado de la zona i

El error de respuesta de la zona resultante se pasa a través de un filtro de retardo, y se limita de la forma:

$$SUM_i = \frac{1}{1 + s \cdot T2_i} \cdot ERR_i(s)$$

que expresado de forma discreta:

$$SUM_i(t) = \alpha_{2i} \cdot ERR_i(t) + (1 - \alpha_{2i}) \cdot SUM_i(t - 1) \quad \text{si } |SUM_i(t)| \leq K3 \cdot AT_i \quad (24a)$$

$$SUM_i(t) = K3 \cdot AT_i \cdot \frac{SUM_i(t)}{|SUM_i(t)|} \quad \text{si } |SUM_i(t)| > K3 \cdot AT_i \quad (24b)$$

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:

$$AT_i = K2 \cdot CTBCAP_i \cdot (RESNUP + RESNDW) \quad \text{si } AT_i \geq K4 \quad (25a)$$

$$AT_i = K4 \quad \text{si } AT_i < K4 \quad (25b)$$

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<sub>*i*</sub> = 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<sub>*i*</sub> 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:

$$SUM_i(t) = NPK2 \cdot \frac{SUM_i(t-1)}{|SUM_i(t-1)|} \cdot AT_i = SUM_{0i} \quad (26)$$

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 (21), estimando mediante las ecuaciones (9), (10) y (14) (o (17), (18) y (19), en su caso) el valor de  $MCRRFREC_i$  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:

$$ERR_i = SUM1_i - PGC_i \quad (27)$$

$SUM_i$  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:

$$|SUM_i| > AT_i \quad (28)$$

– Detección de mala respuesta por exceso o por defecto.

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

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

Dado que el signo de la diferencia ( $PGCD_i - PGC_i$ ) es habitualmente el mismo que el del error  $ERR_i$  ó que el del error retardado  $SUM_i$ , la condición de respuesta por exceso puede expresarse como:

$$SUM_i \cdot PRR < 0$$

Ahora bien, en condiciones normales ocurre que el PRR es pequeño y puede oscilar alrededor del valor nulo. Esto puede dar lugar a que una mala respuesta en estas situaciones se detecte alternativamente como por defecto o por exceso debido al cambio de signo del PRR, impidiendo en último término el paso de la zona a EMERGENCIA. Para evitar esta situación se define una banda muerta KD

que permite calcular la variable LPRR, la cual se determina como se indica a continuación:

$$LPRR = PRR \quad (29a) \quad \text{si } |PRR| > KD$$

$$\text{o si } |PRR| \leq KD \text{ y además } LPRR \cdot PRR > 0$$

$$LPRR = 0 \quad (29b) \quad \text{si siendo } |PRR| \leq KD \text{ se cumple } LPRR \cdot PRR \leq 0$$

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

$$SUM_i \cdot LPRR < 0 \quad (30)$$

– 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 (28) y (30), dicha situación se rectifica incrementando el factor de corrección de la zona  $i$ .

$$CORFTR_i = CORFTR_i + \Delta 1 \cdot \frac{|SUM_i|}{AT_i} \quad (31a) \quad \text{si } CORFTR_i < 1$$

$$CORFTR_i = CORFTR_i + \frac{1}{\Delta 2} \cdot \frac{|SUM_i|}{AT_i} \quad (31b) \quad \text{si } 1 \leq CORFTR_i \leq 2$$

$$CORFTR_i = 0 \quad (31c) \quad \text{si } CORFTR_i > 2; \text{ en este caso el estado de la zona } i \text{ pasa a EMERGENCIA}$$

- Mala respuesta por defecto: Si el estado de la zona  $i$  es ACTIVO, cumple la condición de mala respuesta (28), pero no la de respuesta por exceso (30), la situación se corrige disminuyendo el factor de corrección de la zona  $i$ .

$$CORFTR_i = CORFTR_i \cdot \Delta 2 \cdot \frac{AT_i}{|SUM_i|} \quad (32a) \quad \text{si } CORFTR_i > 1$$

$$CORFTR_i = CORFTR_i - \Delta 1 \cdot \frac{|SUM_i|}{AT_i} \quad (32b) \quad \text{si } CORFTR_i \leq 1$$

$$CORFTR_i = 0 \quad (32c) \quad \text{si } CORFTR_i \leq \Delta 1 \cdot \frac{|SUM_i|}{AT_i}; \text{ en este caso el estado de la zona } i \text{ pasa a EMERGENCIA}$$

• 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:

$$CORFTR_i = 1 \quad (33) \text{ si } |SUM_i| \leq AT_i \cdot (1 - ATDB); \text{ el estado de la zona } i \text{ pasa a ACTIVO}$$

La inicialización del error retardado se hace según la ecuación:

$$SUM_i(t) = NPK2 \cdot \frac{SUM_i(t-1)}{|SUM_i(t-1)|} \cdot AT_i = SUM_{0i} \quad (34)$$

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:

$$CTBCAP_i = \frac{RESUP_i}{RESNUP} = \frac{RESDW_i}{RESNDW} \quad (35)$$

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:

$$\sum_{i=1}^N CTBCAP_i = 1 \quad (36)$$

Siendo:

$N$  = número total de zonas de la RCP

El proceso de determinación de los valores RESNUP, RESDWN y  $CTBCAP_i$  es externo al algoritmo. Se trata por tanto de datos de entrada a la RCP, que se cargan bien de forma automática, o bien manualmente por el operador. En cualquier caso, la RCP verifica que se cumple la condición definida en la ecuación anterior (36).

– 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:

$$K'_i = CTBCAP_i \cdot CORFTR_i \quad (37)$$

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:

$$BETA = \sum_{i=1}^N CTBCAP_i \cdot CORFTR_i = \sum_{i=1}^N K'_i \quad (38)$$

Siendo:

$N$  = número de zonas en estado ACTIVO.

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

$$K_i = \frac{CTBCAP_i}{BETA + CTBCAP_i \cdot (1 - CORFTR_i)} \quad (39)$$

Nótese que, si las zonas en estado ACTIVO responden correctamente, es decir todos sus  $CORFTR_i$  son 1, y sustituyendo la ecuación (38) en (39), 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:

$$K_{LIMITADOi} = (K_{MAX} - \sum_{j=1}^N K_j) \cdot \frac{K_i}{\sum_{k=1}^M K_k} \quad (40)$$

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>.

<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.

- 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  $T2_i$ , umbral para el cálculo del LPRR KDPRR, etc.).
- Parámetros utilizados en el filtro no lineal de NIDR (NFK1, NFK2, NFK3 y NFK4).
- Umbrales y bandas muertas utilizados en las diferentes fases de la lógica (UM, BM, UMACE, DBACE, etc.).
- Los siguientes valores se toman de la base de datos de tiempo real (SCADA):

- Estado de activación del AGC de cada zona.
- NID de cada zona, señal filtrada a un valor que no supere NIDLIM.
- NSI de cada zona.
- PGC de cada zona.
- LIMSUP y LIMINF de cada zona.
- Estado de los interruptores de las interconexiones con Francia, Portugal y Marruecos<sup>9</sup>.

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

- Potencia de las interconexiones con Francia, Portugal y Marruecos<sup>10</sup>.

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

- Estado de control de las unidades con posibilidad de regular.
- Potencia individual de cada unidad.
- ZRMODFRECZONA: indica qué Término de Frecuencia está utilizando cada Zona de Regulación en el cálculo de su señal ACE.

## 9.2 Salidas.

La salida primaria de la RCP la constituyen:

- El requisito de contribución a la regulación, MCRRFREC, para cada zona.
- La variable MODFRECE que indica el término de frecuencia a utilizar por las zonas de regulación.
- La constante de frecuencia ( $BIAS_i$ ) de cada zona.
- El valor de BIAS normalizado,  $BIASNORM_i$ , de cada zona.
- El valor de desvío de frecuencia,  $\Delta f$ , calculado por el Regulador Maestro.
- El programa de frecuencia  $f_s$  programada en el sistema interconectado europeo continental.
- Los factores de participación normalizados,  $K_i$ , de cada zona.



- El término de corrección de frecuencia  $TERM_{FREC_i}$ , calculado por el OS para cada zona.
- El término de corrección de frecuencia centralizado  $TE_{FREC_i}$ , calculado por el OS para cada zona.
- La variable MAESTRO RCP, que indica cuál es el sistema de control del OS que está regulando: CECOEL o CECORE.
- El valor de la variable SigPRR0, que indica el sentido de la reserva demandada por la RCP cuando la zona está en EMERGENCIA o INACTIVO.

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, publicándose a través de la Web privada de eSIOS la tabla completa de parámetros.

En cuanto a los valores con actualizaciones periódicas, se indica exclusivamente la periodicidad de su actualización, siendo otro documento u organismo los encargados de su actualización.

Los parámetros utilizados en la Regulación Compartida se pueden clasificar en los siguientes grupos:

- Parámetros generales.
- 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                             |
|-----------------------------|--|-----------------------------------|
| <i>Parámetros generales</i> |  |                                   |
| B                           | Constante de BIAS de España (MW/Hz).     | Anualmente es indicado por ENTSOE |
| G                           | Factor de atenuación del desvío de zona. | 5                                 |

| Nombre  | Descripción  | Valor        |
|---|--|--------------|
| $\Delta 1$  | 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  |
| <i>Modos de funcionamiento</i>                                    |  |              |
| 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.                                | 300 mHz      |
| BM  | Banda muerta del umbral de desvío de frecuencia para paso a modo Frecuencia.               | 50 mHz       |
| <i>Requerimiento total de la regulación peninsular</i>            |  |              |
| 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        |
| <i>Filtrado del desvío de intercambio neto de regulación NIDR</i> |  |              |
| 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            |
| <i>Supervisión de respuesta de las zonas de regulación</i>        |  |              |
| T1i   | Constante de filtrado de respuesta de zona.  | 100          |
| T2i   | Constante de filtrado de error de seguimiento.   | 13,3         |
| K2  | Constante para el cálculo del umbral de mala respuesta.                                    | 7 %          |
| K3  | Constante para limitar el valor del error retardado de zona.                               | 2            |
| K4  | Valor mínimo del umbral de mala respuesta.   | 1            |
| ATDB  | Banda muerta del umbral de mala respuesta.   | 10 %         |
| NPK2  | Constante para la inicialización del error retardado.                                      | 1            |
| KD  | Umbral del PRR para el cálculo del LPRR.   | 25 MW        |
| KMAX  | Máximo de la suma de los factores de participación de las zonas.                           | 3            |
| T   | Constante de tiempo de filtrado de flujo de potencia activa por interconexión con Francia. | 13,3 s       |