



RED ELÉCTRICA
DE ESPAÑA

Propuesta del Operador del Sistema de metodología y condiciones incluidas en los acuerdos operativos de bloque de Control Frecuencia Potencia en el sistema eléctrico peninsular español

Noviembre de 2018



Índice

CONSIDERACIONES	3
TÍTULO 1. Consideraciones generales.....	6
TÍTULO 2. Metodología y condiciones del bloque de Control Frecuencia Potencia (CFP) de España	7
TÍTULO 3. Consideraciones finales.....	11



CONSIDERACIONES

- (1) Este documento es la propuesta del operador del sistema español de metodología y condiciones de bloque de Control Frecuencia Potencia (CFP) previstos en el artículo 119 del 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 y que ha sido publicado en el Diario Oficial de la Unión Europea (DOUE) con fecha 25 de agosto de 2017, y está en vigor desde el 14 de septiembre de 2017.
- (2) Esta metodología y condiciones tienen en cuenta los principios generales y objetivos establecidos en la siguiente regulación europea:
 - a. El artículo 6, apartado 3, sección e del Reglamento (UE) 2017/1485 de la Comisión, de 2 de agosto de 2017 que establece una directriz sobre la gestión de la red de transporte de electricidad, indica lo siguiente:
 3. *Las propuestas relativas a las siguientes condiciones o metodologías deberán ser aprobadas por todas las autoridades reguladoras de la región correspondiente, pudiendo un Estado miembro formular sus observaciones a la autoridad reguladora pertinente:*
 - e. *las metodologías y condiciones incluidas en los acuerdos operativos de bloque de CFP previstos en el artículo 119, respecto a:*
 - i. *las restricciones de rampas de variación para la generación de potencia activa, de conformidad con el artículo 137, apartados 3 y 4,*
 - ii. *las medidas de coordinación destinadas a reducir el ECRF, de conformidad con el artículo 152, apartado 14,*
 - iii. *las medidas para reducir el ECRF mediante la solicitud de cambios en la producción o el consumo de potencia activa de los módulos de generación de electricidad y las unidades de demanda, de conformidad con el artículo 152, apartado 16,*
 - iv. *las reglas de dimensionamiento de las RRF¹, de conformidad con el artículo 157, apartado 1;*
 - b. El artículo 119, apartado 1, sección c, h, q y r del Reglamento (UE) 2017/2195 2017/1485 de la Comisión, de 2 de agosto de 2017 que establece una directriz sobre la gestión de la red de transporte de electricidad, indica lo siguiente:
 1. *En un plazo de doce meses a partir de la entrada en vigor del presente Reglamento, todos los GRT de cada bloque CFP desarrollarán conjuntamente propuestas comunes referentes a:*

¹ Existe una errata en la traducción al español del Reglamento en este párrafo. El texto original en inglés indica *FRR*, *Frequency Restoration Reserves*, traducido al español como reservas de recuperación de la frecuencia o RRF y no RCF como aparece en el texto traducido.



- c. *restricciones de rampas de variación para la generación de potencia activa, de conformidad con el artículo 137, apartados 3 y 4;*
 - h. *las reglas de dimensionamiento de las RRF², definidas con arreglo al artículo 157, apartado 1;*
 - q. *las medidas de coordinación destinadas a reducir el ECRF definidas en el artículo 152, apartado 14, y*
 - r. *las medidas para reducir el ECRF mediante la solicitud de modificaciones en la producción o el consumo de potencia activa de los módulos de generación de electricidad y las unidades de demanda, de conformidad con el artículo 152, apartado 16.*
- c. El artículo 137, apartados 3 y 4 del Reglamento (UE) 2017/2195 2017/1485 de la Comisión, de 2 de agosto de 2017 que establece una directriz sobre la gestión de la red de transporte de electricidad, recoge lo siguiente:
- 3. *Todos los GRT de conexión de un interconector de HVDC tendrán derecho a fijar, en el acuerdo operativo de bloque de CFP, restricciones comunes a la generación de potencia activa de dicho interconector de HVDC, al objeto de limitar su influencia en el cumplimiento del parámetro objetivo del ECRF de los bloques de CFP conectados, acordando períodos de rampas de variación y/o rampas máximas de variación para dicho interconector de HVDC. Las restricciones comunes no se aplicarán a la compensación de desequilibrios, el acoplamiento de frecuencias ni la activación transfronteriza de RRF y RS a través de interconectores de HVDC. Todos los GRT de una zona síncrona coordinarán estas medidas dentro de la zona síncrona.*
 - 4. *Todos los GRT de un bloque de CFP tendrán derecho a determinar, en el acuerdo operativo de bloque de CFP, las siguientes medidas para apoyar el cumplimiento del parámetro objetivo del ECRF del bloque de CFP y para mitigar desvíos de frecuencia deterministas, tomando en consideración las restricciones tecnológicas de los módulos de generación de electricidad y unidades de demanda:*
 - a. *obligaciones en materia de períodos de rampas de variación y/o rampas máximas de variación aplicables a los módulos de generación de electricidad o unidades de demanda;*
 - b. *obligaciones en materia de tiempos de inicio de las rampas de variación aplicables a los módulos de generación de electricidad o unidades de demanda dentro del bloque de CFP, y*

² Existe una errata en la traducción al español del Reglamento en este párrafo. El texto original en inglés indica *FRR*, *Frequency Restoration Reserves*, traducido al español como reservas de recuperación de la frecuencia o RRF y no RCF como aparece en el texto traducido.



- c. *coordinación de las rampas de variación entre los módulos de generación de electricidad, las unidades de demanda y el consumo de potencia activa dentro del bloque de CFP.*
- d. El artículo 152, apartado 14 del Reglamento (UE) 2017/2195 2017/1485 de la Comisión, de 2 de agosto de 2017 que establece una directriz sobre la gestión de la red de transporte de electricidad, recoge lo siguiente:
 14. *El supervisor de bloque de CFP será responsable de determinar cualquier vulneración de los límites previstos en los apartados 12 y 13, e:*
 - a. *informará a los demás GRT del bloque de CFP, y*
 - b. *junto con los GRT del bloque de CFP, aplicará medidas coordinadas para reducir el ECRF, las cuales se especificarán en el acuerdo operativo de bloque de CFP.*
- e. El artículo 152, apartado 16 del Reglamento (UE) 2017/2195 2017/1485 de la Comisión, de 2 de agosto de 2017 que establece una directriz sobre la gestión de la red de transporte de electricidad, recoge lo siguiente:
 16. *Los GRT de un bloque de CFP especificarán, en el acuerdo operativo de bloque de CFP, medidas para reducir el ECRF mediante cambios en la producción o el consumo de potencia activa de los módulos de generación de electricidad y las unidades de demanda de su zona.*
- f. El artículo 157, apartado 1 del Reglamento (UE) 2017/2195 2017/1485 de la Comisión, de 2 de agosto de 2017 que establece una directriz sobre la gestión de la red de transporte de electricidad, recoge lo siguiente:
 1. *Todos los GRT de cada bloque de CFP establecerán reglas de dimensionamiento de las RRF en el acuerdo operativo de bloque de CFP.*
- g. El artículo 3 de la propuesta All TSOs' proposal for the determination of LFC blocks for the Synchronous Area Continental Europe in accordance with Article 141(2) of the Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en su sesión del día 6 de septiembre de 2018 en el que se establece que incluido en el sistema Continental Europeo se encuentra el bloque de control frecuencia potencia (CFP) de España compuesto por un solo área de CFP y una sola área de monitorización cuyo operador del sistema responsable es Red Eléctrica de España S.A.U.
- h. Reglamento (UE) 2017/2195 de la Comisión, de 23 de noviembre de 2017 que establece una Directriz sobre el Balance Eléctrico (GL EB).



TÍTULO 1. Consideraciones generales

Artículo 1

Objetivo

Este documento establece la metodología y condiciones del bloque de Control Frecuencia Potencia (CFP) de España previstas en el artículo 119 del 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.

Esta metodología y condiciones del bloque de CFP de España han sido desarrolladas por Red Eléctrica de España como único operador del sistema de este bloque de CFP.

Artículo 2

Definiciones, interpretación y acrónimos

- Esta metodología y condiciones utilizan las siguientes denominaciones en castellano y cuyo término en inglés se incluye en la siguiente tabla:

Término en inglés	Término en español	Concepto conforme a la normativa vigente
<i>Frequency restoration control error (FRCE)</i>	Error de control de la recuperación de la frecuencia (ECRF)	Error de control de área del sistema eléctrico.
<i>Load-frequency control block (LFC block)</i>	Bloque de control frecuencia-potencia (bloque de CFP)	Sistema, referido al sistema eléctrico español.
<i>Transmission system operator (TSO)</i>	Gestor de la red de transporte (GRT)	Operador del sistema y gestor de la red de transporte.
<i>Frequency restoration reserves (FRR)</i>	Reservas de recuperación de la frecuencia (RRF)	Suma de la energía de regulación secundaria más la energía de regulación terciaria.
<i>Manual frequency restoration reserve (mFRR)</i>	Reservas manuales de recuperación de la frecuencia (RRF manuales)	Energía de regulación terciaria
<i>Automatic frequency</i>	Reservas	Energía de regulación



restoration reserve (aFRR)	automáticas de recuperación de la frecuencia (RRF automáticas)	secundaria
Restoration reserves (RR)	Reservas de sustitución (RS)	Energía de gestión de desvíos.

TÍTULO 2. Metodología y condiciones del bloque de Control Frecuencia Potencia (CFP) de España

Artículo 3

Restricciones de rampas de variación para la generación de potencia activa (Art. 6.3.e.i de la SO GL)

1. No se establecen restricciones comunes a la transmisión de potencia activa a través de los interconectores de HVDC conectados al bloque de CFP de España.
2. En el bloque de CFP de España no se establecen obligaciones en materia de periodos de rampas de variación ni rampas máximas de variación aplicables a los módulos de generación de electricidad o unidades de demanda, ni obligaciones en materia de tiempos de inicio de las rampas de variación aplicables a los módulos de generación de electricidad o unidades de demanda dentro del bloque CFP, ni sobre la coordinación de las rampas de variación entre los módulos de electricidad, las unidades de demanda y el consumo de potencia activa dentro del bloque de CFP.

Artículo 4

Medidas de coordinación destinadas a reducir el ECRF (Art. 6.3.e.ii de la SO GL)

1. No se especifican medidas coordinadas junto con los GRT del bloque de CFP al ser el operador del sistema único en el bloque de CFP de España.

Artículo 5

Medidas para reducir el ECRF mediante la solicitud de cambios en la producción o el consumo de potencia activa de los módulos de generación de electricidad y las unidades de demanda (Art. 6.3.e.iii de la SO GL)

1. El operador del sistema tomará las siguientes medidas mediante cambios en la producción o el consumo de potencia activa de los módulos de generación de electricidad y las unidades de demanda de su zona para reducir el ECRF si el promedio del ECRF en 1 minuto de un bloque de CFP se sitúa por encima del rango de ECRF de nivel 2, como mínimo durante el tiempo necesario para recuperar la frecuencia, es decir, 15 minutos:



a) En el caso de que la superación del rango de ECRF de nivel 2 sea por falta de generación, el operador del sistema procederá a aumentar los programas de las unidades de producción o reducir los programas de consumo de bombeo conforme a los criterios indicados en el apartado c). Cuando se hayan agotado estos recursos o su ejecución requiera un tiempo excesivo, el operador del sistema deberá resolver la restricción, o al menos aliviarla, mediante la adopción de las siguientes medidas aplicadas sobre la demanda del bloque CFP:

- i. Reducción/anulación de las capacidades de exportación sistemas externos considerados unidades de demanda.
- ii. Aplicación de interrumpibilidad de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establece el servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad.

Dentro de cada categoría se aplicarán, siempre que sea posible, criterios de mercado, condicionados previamente a la compatibilidad de los tiempos requeridos para la aplicación de cada una de estas medidas.

b) En el caso de que la superación del rango de ECRF de nivel 2 sea por exceso de generación el operador del sistema procederá a reducir el programa de producción de unidades de venta de energía o a incrementar el programa de las unidades de consumo de bombeo, conforme a los criterios indicados en el apartado c).

En el caso de que sea necesario programar la parada de grupos térmicos, el OS tendrá en cuenta las limitaciones de programa mínimo establecidas por seguridad sobre los grupos y los tiempos de arranque y de programación de cada grupo, así como el siguiente orden de prioridad creciente:

- i. Unidades de producción, excepto instalaciones renovables e instalaciones térmicas de cogeneración de alta eficiencia atendiendo a la definición prevista en el artículo 2 del Real Decreto 616/2007, de 11 de mayo, sobre fomento de la cogeneración.
- ii. Unidades de producción correspondientes a instalaciones térmicas de cogeneración de alta eficiencia atendiendo a la definición prevista en el artículo 2 del Real Decreto 616/2007, de 11 de mayo, sobre fomento de la cogeneración.
- iii. Unidades de producción correspondientes a instalaciones renovables gestionables de acuerdo a la definición establecida en el anexo XV del Real decreto 413/2014, de 6 de junio.
- iv. Unidades de producción correspondientes a instalaciones renovables no gestionables de acuerdo a la definición establecida en el anexo XV del Real decreto 413/2014, de 6 de junio. Dentro de este conjunto de unidades, se reducirán en último lugar aquellas cuya adecuación tecnológica, de acuerdo con lo fijado en los procedimientos de operación 12.2 y 12.3, contribuya en mayor medida a garantizar las



condiciones de seguridad y calidad de suministro en el sistema eléctrico peninsular español.

Además, dentro de cada conjunto anterior de unidades, se reducirán en último lugar aquellos generadores que reciban consignas de tensión del operador del sistema.

A igualdad de criterios técnicos y de orden de prioridad, el operador del sistema establecerá un sistema de turnos rotatorios para programar esta parada de grupos térmicos por reserva de potencia a bajar insuficiente.

- c) En operador del sistema procederá a aumentar o reducir el programa de producción de unidades de venta de energía o a reducir o aumentar el programa de las unidades de consumo de bombeo, conforme a los siguientes criterios:
- i. El operador del sistema adoptará la solución que represente el mínimo coste, definido como el valor absoluto de la diferencia entre el volumen económico asociado a los redespachos de energía correspondientes a la solución de restricciones técnicas y el resultante de la valoración de esos mismos redespachos de energía al precio marginal del mercado diario. A igualdad de coste, se dará prioridad a las instalaciones que utilicen fuentes de energía renovable y, tras ellas, a las instalaciones térmicas de cogeneración de alta eficiencia, frente al resto de unidades de producción, y a igualdad de coste y prioridad, se aplicará la regla de prorrateo.
 - ii. El operador del sistema establecerá las limitaciones por seguridad y, en su caso, las modificaciones de programa que sean necesarias para resolver las restricciones, de acuerdo con las ofertas que estén disponibles en el momento de establecer las limitaciones, y utilizando para ello la oferta de regulación terciaria y, si es insuficiente o no se dispone de la misma para una unidad, la oferta de restricciones técnicas, salvo para los incrementos del programa de consumo de bombeo que se utilizará siempre la oferta de restricciones técnicas.

Artículo 6

Reglas de dimensionamiento de las reservas de recuperación de la frecuencia (Art. 6.3.e.iv de la SO GL)

1. El incidente de dimensionamiento corresponderá al mayor desequilibrio que podría derivarse de una variación instantánea de la potencia activa en un único módulo de generación de electricidad, una única instalación de demanda o un único interconector de HVDC, o de la desconexión de una línea de corriente alterna, en el bloque de CFP, y será correspondiente a la potencia instalada neta del mayor grupo térmico conectado en el sistema eléctrico español.



2. El operador del sistema deberá determinar la capacidad de RRF automáticas para cada periodo de programación del día siguiente en función de la evolución temporal previsible de la demanda y del fallo probable esperado según la potencia y los equipos generadores acoplados.
3. La respuesta dinámica de las zonas de regulación proveedoras de capacidad de RRF automáticas deberá ser equivalente a la de un sistema lineal con constante de tiempo de 100 segundos por lo que el tiempo de activación completa de las RRF automáticas deberá ser de 5 minutos.
4. El operador del sistema determinará la capacidad de RRF automáticas en cada periodo de programación teniendo en cuenta las siguientes consideraciones:
 - a. Se garantizará una capacidad mínima de RRF automáticas a subir de 500 MW y de 400 MW a bajar.
 - b. El carácter peninsular del sistema que hace necesario minimizar el ECRF para garantizar la seguridad del sistema especialmente en las líneas de interconexión con Francia.
 - c. La variación de la demanda debido a los diferentes periodos tarifarios a lo largo del día.
 - d. Se dotará un mayor volumen de reserva en los periodos de programación que presentan puntos de inflexión de la curva de demanda. Así se tendrá en cuenta la posibilidad de desplazamiento en el tiempo de estos puntos de inflexión respecto a las previsiones del operador del sistema.
 - e. Se dotará una mayor capacidad de RRF automáticas en aquellos periodos de programación en los que se presenten cambios acusados de programa en los intercambios internacionales.
 - f. Ante situaciones especiales, como eventos de interés público, condiciones climatológicas adversas, paros generales, huelgas sectoriales, etc, el operador del sistema tomará las medidas necesarias para garantizar la disponibilidad de las RRF automáticas necesarias, aplicando, si se considera necesario, criterios más estrictos que los descritos en los puntos anteriores.
5. El operador del sistema establecerá una capacidad mínima necesaria de RRF manuales a subir en cada período de programación igual al incidente de dimensionamiento incrementado en un 2% del valor de la demanda prevista en cada periodo de programación.
6. El operador del sistema establecerá una capacidad mínima necesaria de RRF manuales a bajar en cada período de programación, en función de las condiciones de operación, entre el 40 y el 100% de la capacidad mínima necesaria de las RRF manuales a subir.
7. El tiempo de activación completa de las RRF manuales deberá ser de 15 minutos.



8. El operador del sistema asegurará que la capacidad de las RRF totales, es decir la suma de las RRF manuales y las RRF automáticas, a bajar sea superior al incidente de dimensionamiento.
9. No se establecen limitaciones geográficas para la distribución de las RRF dentro del bloque de CFP.
10. El operador del sistema asegurará que la capacidad de reserva de las RRF a subir en cada periodo de programación sea suficiente para cubrir los desequilibrios positivos del bloque de CFP antes de la actuación de las RRF durante al menos el 99 % del tiempo, sobre la base de registros históricos consecutivos de los desequilibrios del bloque de CFP. El muestreo de dichos registros históricos será del tiempo de recuperación de la frecuencia, es decir, 15 minutos. Los desequilibrios del bloque de CFP antes de la actuación de las RRF se calcularán cada 15 minutos sumando la media cada 15 minutos del ECRF a la media cada 15 minutos de las activaciones totales de RRF manuales y RRF automáticas. El período considerado a efectos de esos registros será representativo y comprenderá, como mínimo, un período anual completo finalizado en una fecha no anterior a seis meses antes de la fecha del cálculo.
11. El operador del sistema asegurará que la capacidad de las RRF a bajar en cada periodo de programación sea suficiente para cubrir los desequilibrios positivos del bloque de CFP antes de la actuación de las RRF durante al menos el 99 % del tiempo, sobre la base de los registros históricos de desequilibrios del bloque CFP antes de la actuación de las RRF referidos en el párrafo 10.

TÍTULO 3. Consideraciones finales

Artículo 7

Entrada en vigor

Esta metodología y condiciones del bloque de Control Frecuencia Potencia (CFP) de España serán de aplicación antes de 3 meses tras la aprobación de la propuesta por la Comisión Nacional del Mercado y la Competencia (CNMC).