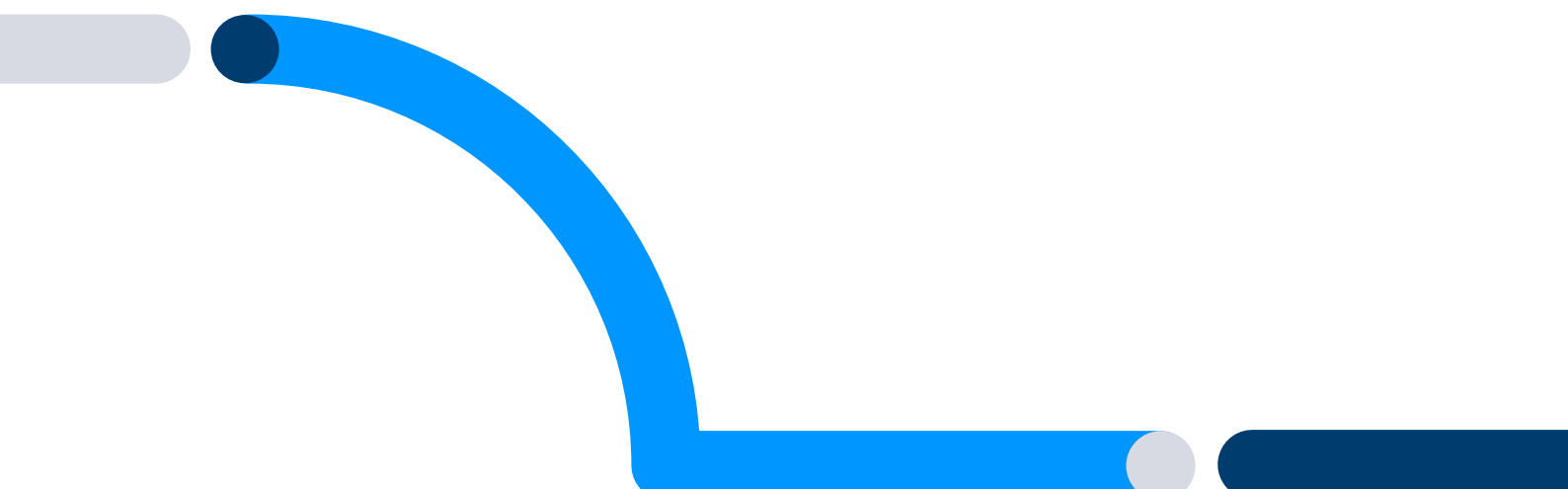




red eléctrica

Una empresa de Redeia

Guía de implantación del Servicio de Regulación Secundaria en el sistema eléctrico español

Versión 1.7.2

Dirección de Operación
Proyecto SRS

Octubre de 2024

Control de cambios

Versión	Descripción
1.0 (02/2022)	Versión inicial.
1.1-1.3 (04/2022-12/2022)	Versiones internas OS.
1.4 (03/2023)	Cambios y actualizaciones en cap. 5, 6, 7, 9, 10
1.5 (04/2023)	Cambios en apartados 5.5, 7.7, 7.9.1, 7.11 y 10.2.6.3
1.6 (07/2023)	Cambios en apartados 7, 8, 9 y 10
1.7.2 (10/2024)	Actualización de la redacción tras aprobación del P.O 7.2.

Índice

1 Objeto y alcance.....1

2 Definiciones, acrónimos y nomenclatura.....1

3 Proveedores del servicio de aFRR1

4 Reserva aFRR.....2

4.1 Requerimientos de reserva aFRR2

4.2 Ofertas de reserva aFRR3

4.3 Asignación de ofertas de reserva aFRR.....3

4.4 Validaciones4

4.5 Coeficientes de participación nominales4

4.6 Mecanismo de reducción de la reserva contratada por seguimiento de instrucciones del OS en tiempo real.....5

5 Mercado de activación de energía de regulación secundaria (aFRR).....6

5.1 Presentación de ofertas de activación de energía de regulación secundaria.6

5.2 Características de las ofertas de energía aFRR6

5.3 Validaciones7

5.4 Formación del LMOL.....8

6 Modelo de control en tiempo real.....9

6.1 Funciones del regulador maestro9

6.2 Funciones de los BSP.....10

6.3 Estados y modos de regulación de los BSP10

6.4 Estados y modos de funcionamiento de SRS12

6.5 Cálculo del requerimiento total peninsular (LFCinput)13

6.5.1 Cálculo del error de control de área (ACE)14

6.5.2 Cálculo del desvío neto de intercambio14

6.5.3 Criterio de signos en el control.....15

6.6	Control proporcional integral.....	16
6.6.1	Realimentación de la potencia aFRR activada.....	16
6.7	Reparto de los requisitos a los BSP según asignación de ofertas aFRR.....	17
6.8	Supervisión de la respuesta del BSP	18
6.8.1	Cálculo de la potencia total entregada por el BSP	18
6.8.2	Cálculo de la potencia aFRR entregada por el BSP	20
6.8.3	Cálculo del canal de respuesta admisible del BSP	20
6.8.4	Error de seguimiento	21
6.8.5	Cálculo del umbral de mala respuesta.....	22
6.8.6	Activación de las condiciones con error de seguimiento.....	23
6.9	Cálculos de reserva	23
6.9.1	Cálculo de reserva real disponible basada en límites de generación	24
6.9.2	Cálculo del volumen de ofertas de energía aFRR.....	25
6.9.3	Cálculo de la reserva real disponible basada en ofertas de energía aFRR.....	26
6.10	Lista de parámetros	27
6.11	Lista de señales a intercambiar entre el OS y los BSP	28
7	Mecanismos de respaldo y emergencia	30
7.1	Redundancia del Regulador maestro	30
7.2	Uso del LMOL de respaldo	30
7.3	Duplicidad de las señales PTR y Pout	30
7.4	Convivencia temporal entre SRS y RCP	30
7.5	Parámetros utilizados en la RCP	32
7.6	Configuración de respaldo durante la fase II.....	32
8	Programa en Tiempo Real (PTR)	33
8.1	Definición.....	33
8.2	Composición y nivel de agregación	33
8.3	Información para el cálculo del PTR.....	34
8.3.1	Categoría 1. Programa Base Agregado (PBA)	34
8.3.2	Categoría 2. Asignaciones de mFRR (PC2).	35
8.3.3	Categoría 3. Programas de restricciones técnicas en tiempo real (PC3)	36
8.3.3.1	Programación de redespachos de RRTT en tiempo sin suficiente tiempo de antelación.....	36
8.4	Resumen mensajes Programa BSP aFRR	37
8.5	Cálculo del Programa en Tiempo Real (señal PTR)	37
8.5.1	Envío de la señal de PTR.....	40
8.6	Impacto del seguimiento del PTR en el programa final del BRP	40
8.6.1	Impacto del PTR en la magnitud del desvío del BRP	42
9	Modelo liquidatorio	45

- 9.1 Liquidación de la reserva aFRR 45
 - 9.1.1 Liquidaciones asociadas a los compromisos del mercado de reserva aFRR..... 45
 - 9.1.1.1 Incumplimiento en el envío de ofertas de respaldo de energía de regulación secundaria..... 45
 - 9.1.1.2 Incumplimiento en el envío de ofertas de energía aFRR antes de QH – 25’ 46
- 9.2 Liquidación de la energía aFRR 46
 - 9.2.1 Principios generales 46
 - 9.2.2 Ámbito de aplicación..... 46
 - 9.2.3 Energía aFRR aceptada en cada ciclo de control 46
 - 9.2.4 Aplicación de precios a la energía aFRR reconocida..... 48
 - 9.2.5 Cálculo de los derechos de cobro y obligaciones de pago 49
 - 9.2.6 Liquidaciones asociadas al seguimiento de la respuesta..... 50
 - 9.2.6.1 Incumplimiento por permanencia del BSP en estado OFF..... 50
 - 9.2.6.2 Incumplimiento por respuesta inadecuada 51
 - 9.2.6.3 Incumplimiento por reserva insuficiente en tiempo real..... 51
 - 9.2.6.1 Prelación de los incumplimientos asociados al seguimiento de la respuesta 52

1 Objeto y alcance

El objeto de este documento es recoger la información necesaria para facilitar la participación de los sujetos de mercado eléctrico interesados en el nuevo servicio de regulación secundaria. En particular, se describe el funcionamiento del nuevo servicio y los requisitos para la participación en la fase I de implantación, que corresponde a la puesta en marcha del nuevo mercado español de energía aFRR sin conexión a la plataforma PICASSO.

Este documento tiene carácter técnico y divulgativo. La normativa relativa al servicio de regulación secundaria en el sistema eléctrico peninsular español se recoge en el procedimiento de operación 7.2.

2 Definiciones, acrónimos y nomenclatura

- ACE (Area Control Error): error de control de área.
- aFRR (Automatic Frequency Restoration Reserves): reservas de energía de restauración de la frecuencia de activación automática.
- AGC (Automatic Generation Control): sistema de control automático de generación.
- BRP (Balance Service Provider): sujeto de liquidación responsable del balance.
- BSP (Balancing Service Provider): proveedor de servicios de balance. Salvo que se indique lo contrario, en este documento se refiere específicamente a proveedor del servicio [de regulación secundaria](#), distinguiéndose por tanto de los proveedores de otros servicios de balance.
- LMOL (Local Merit Order List): escalera de ofertas de energía aFRR nacionales aceptadas y ordenadas según su precio.
- PICASSO (Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation): plataforma europea para el intercambio de energías aFRR.
- PGC: Potencia en control de un BSP.
- Pout: Potencia activa agregada generada o consumida por las unidades incluidas en un BSP.
- PTR: Programa en Tiempo Real.
- PTA: Programa Total Agregado en energía, en el contexto de definición del PTR.
- PBA: Programa Base Agregado.
- PC2: Programa Categoría 2, en el contexto de definición del PTR.
- PC3: Programa Categoría 3, en el contexto de definición del PTR.
- QH: periodo de programación, de duración 15 minutos.
- SRS: servicio de regulación secundaria del Sistema eléctrico español.
- UF: unidad física.
- UP: unidad de programación.

3 Proveedores del servicio de aFRR

Un BSP de aFRR es una agrupación de unidades de programación habilitadas para prestar el servicio de regulación secundaria conforme a la definición establecida en las Condiciones relativas al balance. Los proveedores del servicio de regulación secundaria tienen capacidad de regular en respuesta a las órdenes de un AGC cumpliendo con los requisitos establecidos y permitiendo su evaluación desde un sistema de control de energía en tiempo real.

Cada BSP estará constituido por una o más UP habilitadas¹ para la participación activa en el SRS, estando todas las unidades bajo la titularidad o la representación en nombre propio del sujeto que ostenta la titularidad del BSP o de otro sujeto de su mismo grupo empresarial en el ámbito ibérico.

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

Las UP no habilitadas para la participación activa en SRS no pueden formar parte del BSP.

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

- Constitución de un nuevo BSP.
- Modificación de la composición de un BSP existente por:
 - Habilitación e inclusión de una nueva UP.
 - Exclusión de una UP.
 - Cualquier modificación de una UF o agregación de UF en UP que pertenezcan a un BSP.

El operador del sistema evaluará el cumplimiento de los siguientes requisitos para autorizar la constitución de un BSP:

- a) Cumplimiento de los requisitos de tamaño y composición del BSP y de adscripción de UP al centro de control responsable del BSP establecidos en las Condiciones relativas al balance.
- b) Cumplimiento de los requisitos de datos e información establecidos en las Condiciones relativas al balance.
- c) Habilitación o solicitud de habilitación de todas las UP que forman parte del BSP.

El proceso de habilitación de instalaciones como BSP se realizará conforme a lo establecido en las Condiciones relativas al balance y al P.O. 3.8.

El OS realizará un seguimiento y verificará la capacidad técnica y operativa de los BSP. Mediante este seguimiento de la prestación del servicio, el OS reevaluará de forma continua la calificación de las UP como proveedoras del servicio.

4 Reserva aFRR

En este apartado se recogen los principales cambios en el mercado de reserva aFRR relacionados con la implantación del SRS.

4.1 Requerimientos de reserva aFRR

El OS determinará y comunicará diariamente a los participantes en el mercado la reserva de regulación secundaria a subir y a bajar requeridas en el sistema eléctrico peninsular español para cada período de programación cuartohorario del día siguiente. Los requerimientos de reserva para cada período de programación cuartohorario del día siguiente serán publicados por el OS antes de las 14:45 horas.

De forma provisional y hasta que se introduzca la posibilidad de negociación de productos de resolución cuartohoraria en los mercados de energía, se publicarán requerimientos cuartohorarios de reserva aFRR iguales dentro de cada hora.

¹ A diferencia de la situación actual, en la cual las zonas de regulación cuentan con unidades habilitadas y no habilitadas.

4.2 Ofertas de reserva aFRR

Cada proveedor del servicio podrá presentar ofertas de reserva aFRR, por el conjunto de unidades de programación que lo componen, a subir y/o bajar, para cada uno de los periodos de programación cuartohorarios del día siguiente. Las ofertas de reserva de regulación secundaria en cada sentido podrán estar compuestas por hasta 25 bloques a subir y 25 bloques a bajar, pudiendo ser sólo uno de ellos, para cada sentido, indivisible y contendrán la siguiente información:

- Potencia de reserva de regulación secundaria (MW).
- Precio de la reserva de regulación secundaria (€/MW).
- Sentido: a subir o a bajar.
- Código de indivisibilidad del bloque de la oferta.

Estos bloques podrán ser aceptados de forma independiente, siendo el resultado de la asignación a cada BSP el conjunto de todos los bloques aceptados para el mismo.

Las ofertas de reserva de regulación secundaria deberán respetar los límites técnicos de precios establecidos en los mensajes de envío de ofertas que forman parte de la documentación técnica de intercambio de información OS- Participantes del Mercado.

De forma provisional y hasta que se introduzca la posibilidad de negociación de productos de resolución cuartohoraria en los mercados de energía, se validará que las ofertas de los participantes del mercado sean iguales en reserva ofertada y precio para todos los periodos cuartohorarios correspondientes a cada hora.

En el documento de *Intercambio de información con el OS* se incluyen ejemplos y detalles sobre estos mensajes.

4.3 Asignación de ofertas de reserva aFRR

La asignación de ofertas se hará a nivel de BSP de manera independiente a subir y a bajar, y para cada periodo cuartohorario, de forma que representen un menor coste total para el sistema. Se seguirán los siguientes criterios:

- Para la valoración de una oferta se tendrá en cuenta el precio ofertado.
- En caso de igualdad de precio de varias ofertas, se realizará un reparto proporcional de la reserva aFRR asignada en función del volumen ofertado en cada una de ellas.
- La suma total de las reservas asignadas deberá estar comprendida en un intervalo +/- 10% alrededor del requisito de reserva de regulación secundaria del sistema en el sentido correspondiente.
- Adicionalmente, se tendrá también en cuenta una tolerancia al incremento del precio marginal, respecto al precio correspondiente al volumen mínimo ya asignado que verifica el 90 % del requisito nominal de reserva del sistema. Dicha tolerancia toma la forma de un incremento de precios porcentual, siempre y cuando se supere un umbral de incremento de precios en valor absoluto.
- La asignación de la reserva de regulación secundaria a liquidar será valorada al precio marginal resultante del proceso de asignación, es decir, dos precios marginales independientes para cada periodo de programación cuarto-horario: uno para la asignación de requisitos a subir y otro para la asignación de requisitos a bajar.
- Los precios marginales de la asignación de la reserva de regulación secundaria (€/MW) a subir y a bajar, corresponderán al precio de la última oferta de reserva de regulación secundaria en el sentido correspondiente que haya sido necesario asignar de forma total o parcial en cada periodo de programación cuarto-horario, para cubrir los requisitos de reserva de regulación secundaria en cada sentido del sistema eléctrico peninsular español.
- El OS, en los plazos fijados en el procedimiento de operación por el que se establece el proceso de programación, comunicará a los BSP los resultados del proceso de asignación de ofertas de reservas aFRR a subir y a bajar para cada periodo de programación.

El detalle de los criterios de asignación de reserva aFRR se encuentra en el P.O. 7.2.

4.4 Validaciones

Se efectuarán las siguientes validaciones sobre las ofertas de reserva aFRR:

- El número de versión de una oferta es superior al de las ofertas previamente enviadas para el mismo periodo de programación y sentido.
- La estructura del mensaje es correcta.
- El periodo de tiempo que cubre la oferta está incluido en el horizonte de la convocatoria abierta vigente en el momento de recepción de la oferta.
- El BSP se encuentra dado de alta para la participación en el mercado aFRR y la oferta ha sido enviada por el sujeto del mercado asociado al BSP al que corresponde la oferta.
- El tamaño de la oferta es mayor o igual que 1 MW.
- La granularidad de la oferta es de 1 MW. No se admiten decimales.
- El tamaño de la oferta es menor o igual que 9999 MW.
- El volumen ofertado es menor o igual que la potencia total habilitada del BSP.

4.5 Coeficientes de participación nominales

Tal y como se encuentra descrito en el capítulo 7.4, existirá una convivencia temporal entre SRS y RCP. Para garantizar el correcto funcionamiento de la RCP en modo de respaldo, se calcularán y se publicarán los nuevos coeficientes de participación nominales de los BSP de aFRR en función de la asignación de reserva en cada período de programación cuarto-horario.

Los coeficientes de participación nominales serán únicos para cada BSP y aplicarán a ambas direcciones, es decir, no se dispondrá de un coeficiente diferente por sentido de activación.

Estos coeficientes únicos se calcularán como la proporción de banda asignada a partir del total agregado para ambas direcciones.

A continuación, se muestra un ejemplo de cálculo de coeficientes:

SUBIR		BAJAR	
Participante	Asignación	Participante	Asignación
		BSP1	120
BSP2	250	BSP2	250
BSP3	70	BSP3	300
BSP4	80	BSP4	30
BSP5	100		
BSP6	120		
BSP7	30		
BSP8	150		
TOTAL SUB	800	TOTAL BAJ	700

Coeficientes nominales resultantes:

Participante	Asignación total	Coeficiente
BSP1	120	0,0800
BSP2	500	0,3333
BSP3	370	0,2467
BSP4	110	0,0733
BSP5	100	0,0667
BSP6	120	0,0800
BSP7	30	0,0200
BSP8	150	0,1000
TOTAL SUB+BAJ	1500	

4.6 Mecanismo de reducción de la reserva contratada por seguimiento de instrucciones del OS en tiempo real

La aplicación del mecanismo de solución de restricciones técnicas en tiempo real sobre unidades de programación incluidas en el proveedor podría dar lugar a incumplimientos de los compromisos adquiridos debido a la contratación de reserva de regulación secundaria, por causas ajenas al propio sujeto participante proveedor del servicio.

Asimismo, la asignación de regulación terciaria por aplicación del Mecanismo Excepcional de Resolución (MER), según lo establecido en los procedimientos de operación, puede ocasionar al proveedor asociado, al que pertenecen las unidades de programación a las que aplica el citado MER, una pérdida total o parcial de la reserva de regulación secundaria comprometida.

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

No obstante, si el proveedor del servicio no dispone de medios adicionales suficientes, se establece la aplicación de un mecanismo específico que permite al proveedor solicitar la reducción de la reserva de regulación secundaria comprometida, con objeto de evitar incumplimientos en la prestación del servicio de regulación secundaria.

La solicitud de reducción de reserva contratada se realizará por el sujeto responsable del proveedor al que pertenece la UP afectada y su aceptación estará condicionada al cumplimiento de los siguientes requerimientos:

- La solicitud de reducción de reserva aplica a uno o varios periodos de programación completos donde el proveedor tiene una UP afectada por un límite de seguridad por restricciones en tiempo real.
- Deberá ser recibida por parte del OS al menos 25 minutos antes del inicio del primer período de programación en el que se aplique.
- Aplica únicamente a periodos de programación existentes hasta el inicio del horizonte de programación del siguiente mercado intradiario.
- El volumen de desasignación de reserva solicitado en cada sentido será menor o igual a la potencia habilitada de la UP afectada en el sentido respectivo.

Se rechazarán las solicitudes de reducción que no cumplan alguna de las condiciones anteriores. Una vez validada por el OS la reducción de reserva de regulación secundaria, se generarán las desasignaciones correspondientes y estas anotaciones de desasignación llevarán asociadas un

precio igual al marginal del mercado de reserva de regulación secundaria vigente para el sentido y período de programación cuarto-horario correspondiente.

En caso de que desaparezcan las causas que provocaron la aplicación del mecanismo de reducción de la reserva, previa solicitud del sujeto responsable del proveedor de secundaria, se podrá restituir total o parcialmente la reserva comprometida inicialmente, a partir del momento de la aceptación de esta acción.

Será responsabilidad del proveedor del servicio actualizar las ofertas de energía de regulación secundaria, de acuerdo con la reducción y/o restitución de reserva validada por el OS.

Se calcularán y se enviarán los nuevos coeficientes de respaldo (RCP) de los proveedores en función de la reducción de reserva de regulación aplicada en cada período de programación cuarto-horario completo.

5 Mercado de activación de energía de regulación secundaria (aFRR).

Este capítulo recoge los aspectos relacionados con el mercado de energía aFRR.

5.1 Presentación de ofertas de activación de energía de regulación secundaria.

Concluido el mercado de reserva de regulación secundaria, los proveedores que hayan sido asignados en el mercado de reserva de energía secundaria en uno o varios períodos cuatrorarios de programación del día siguiente deberán presentar la oferta de energía de regulación secundaria válida, a subir y/o a bajar, correspondiente a dicha asignación de reserva en dichos periodos asignados. Estas ofertas de energía aFRR se denominan **ofertas obligatorias**.

Al menos una primera versión de estas ofertas, denominadas **ofertas de respaldo**, debe ser enviada antes de las 20:00 h de cada día.

Adicionalmente, los proveedores del servicio pueden presentar ofertas voluntarias, sin correspondencia con los volúmenes de las ofertas de reserva asignadas. Estas ofertas pueden presentarse en los plazos de tiempo fijados en el procedimiento de operación por el que se establece el proceso de programación, para cada uno de los periodos de programación del día siguiente. Estas ofertas de energía aFRR se denominan **ofertas libres**.

Las ofertas de energía de regulación secundaria deberán ser actualizadas de forma continua siempre que se produzcan modificaciones en el proceso de la programación que afecten al volumen ofrecido de reserva de regulación secundaria de las unidades de programación proveedoras de este servicio, y en particular, cuando existan indisponibilidades que afecten a la reserva de regulación secundaria de una unidad de programación. El período para la actualización de las ofertas de regulación secundaria correspondientes a cada período de programación cuatrorario se iniciará a las 12:00 horas para los periodos de programación del día siguiente y finalizará 25 minutos antes del inicio del horizonte de programación cuatrorario inmediato siguiente.

5.2 Características de las ofertas de energía aFRR

Los participantes en el mercado responsables de un BSP podrán presentar ofertas de energía de regulación secundaria a subir y a bajar, en MW, con su precio correspondiente, en €/MWh, para cada uno de los períodos de programación del día D. Las ofertas se efectuarán por BSP. Las ofertas a subir y a bajar para un mismo periodo de programación no tendrán ningún vínculo entre ellas.

El volumen mínimo y la granularidad de las ofertas serán 1 MW.

El volumen máximo de las ofertas será 9999 MW.

Las ofertas deberán tener resolución de 15 minutos.

La resolución de precio de las ofertas será 0.01 €/MWh.

Estas ofertas podrán estar compuestas de hasta 25 bloques diferentes a subir o a bajar, todos ellos divisibles. Cada bloque tendrá un volumen y un precio independientes entre sí. Estos bloques podrán ser activados de forma independiente, siendo el resultado de la asignación a cada BSP el conjunto de todos los bloques activados en cada ciclo de control.

Para cada periodo de programación, sólo será válida la última oferta enviada para cada sentido. De esta forma, cada vez que un BSP envía una oferta para uno de los dos sentidos, sustituye a la oferta anterior.

Además, para cada BSP, se añadirán los bloques de menor precio provenientes del buzón único (buzón de recepción ofertas susceptibles de ser utilizadas tanto como energía mFRR como aFRR), en el caso de haberlos, hasta cumplir el máximo de 25 bloques diferentes a subir o a bajar.

En el documento de *Intercambio de información con el OS* se incluyen ejemplos y detalles sobre estos mensajes.

5.3 Validaciones

Se efectuarán las siguientes validaciones:

- El número de versión de una oferta es superior al de las ofertas previamente enviadas para el mismo periodo de programación y sentido.
- La estructura del mensaje es correcta.
- El periodo de tiempo que cubre la oferta está incluido en el horizonte de la convocatoria abierta vigente en el momento de recepción de la oferta:
 - No se permitirá la recepción de ofertas para aplicación en D+1 antes de las 12:00h del día D (y en ningún caso para más allá de D+1).
 - No se permitirá la recepción de ofertas para periodos de aplicación cuyo inicio del mismo sea menor a 25 minutos desde el momento de recepción de la oferta.
- El BSP se encuentra dado de alta para la participación en el mercado aFRR y la oferta ha sido enviada por el sujeto del mercado asociado al BSP al que corresponde la oferta.
- El tamaño de la oferta es mayor o igual que 1 MW.
- El tamaño de la oferta es menor o igual que 9999 MW.
- El precio de todos los bloques de oferta cumplirá los límites técnicos correspondientes con los valores armonizados que, en su caso, se establezcan de acuerdo con lo previsto en el apartado 2 del artículo 30 del Reglamento EB, y reflejados en el documento de intercambios de información con el Operador del Sistema.
- La oferta es compatible con los requisitos anteriormente definidos (volumen mínimo, máximo, granularidad, número de bloques y rango de precios).
- El volumen total de la oferta de un BSP de aFRR para cada QH (sumatorio del volumen de todos los bloques) no podrá ser superior a la suma de potencias habilitadas en el servicio de regulación secundaria para las UP pertenecientes a ese BSP en la dirección correspondiente. En caso incumplimiento, la oferta será rechazada. .

Una vez finalizado el proceso de validación de las ofertas recibidas, los bloques de oferta aceptados adoptarán el estatus [disponible](#). El OS informará a los BSP de la aceptación o el rechazo de los bloques de cada oferta mediante un mensaje (ACK), indicando el motivo del rechazo en su caso.

5.4 Formación del LMOL

La formación de la escalera de ofertas de energía aFRR nacionales aceptadas y ordenadas según su precio (LMOL) se realizará ordenando todas las ofertas recibidas en cada una de las direcciones y teniendo en cuenta el precio de cada una de ellas, según se ilustra en las siguientes figuras:

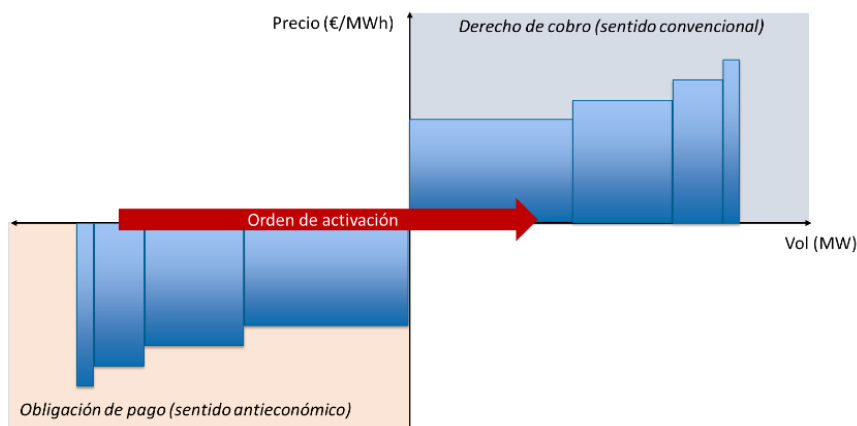


Figura 1. Activaciones en sentido positivo (aFRR a subir).

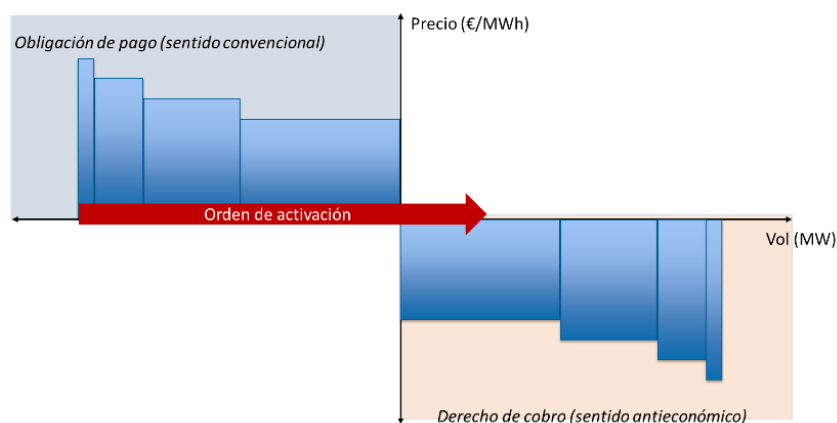


Figura 2. Activaciones en sentido negativo (aFRR a bajar).

La LMOL formada por las ofertas recibidas antes de las 20:00 h del día (D-1) para los 96 QH del día siguiente se almacenará como LMOL de respaldo.

6 Modelo de control en tiempo real

El modelo de control se resume en el esquema de la figura. Su contenido se desarrolla en las secciones de este capítulo.

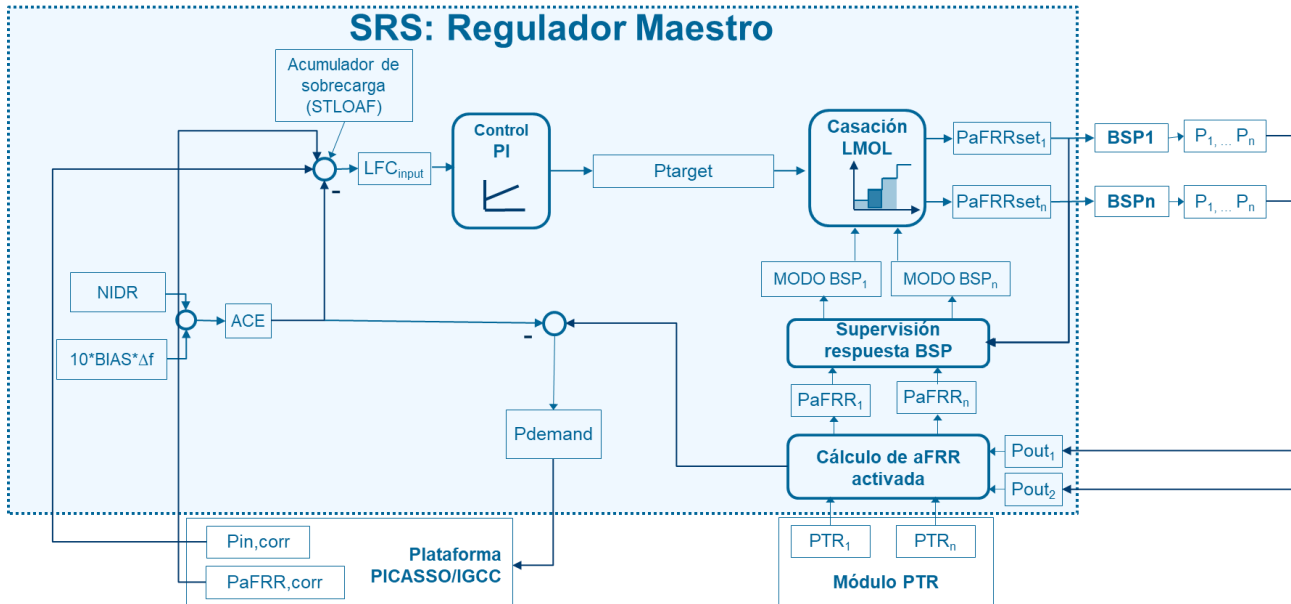


Figura 3. Esquema del control SRS

6.1 Funciones del regulador maestro

El Operador del Sistema (OS) ejecuta el rol de regulador maestro en el control de la regulación secundaria. El algoritmo se ejecuta en paralelo en el centro de control principal (CECOEL) y en el centro de control de respaldo (CECORE). Las funciones fundamentales del regulador maestro son las siguientes:

- Determinación del estado y modo de funcionamiento del sistema SRS.
- Determinación del estado y modo de regulación de cada BSP.
- Cálculo de la señal de entrada al control (LFC_{input}):
 - Cálculo del Error de Control de Área (ACE) del sistema eléctrico peninsular español.
 - Inclusión de las señales de corrección de las plataformas PICASSO e IGCC en los casos que corresponda.
- Cálculo de las necesidades de activación de aFRR en cada ciclo de ejecución, a partir del procesado de la señal de entrada (LFC_{input}), con un control de tipo proporcional-integral.
- Cálculo del requisito total de activación de aFRR. Este requisito es la señal P_{target} .
- Reparto del requisito de activación entre los BSP, de acuerdo con las ofertas de energía aFRR ordenadas según una lista de orden de mérito (LMOL) y generando las señales de activación $PaFRR_{set_b}$ para cada BSP.
- Cálculo y envío del programa en tiempo real de cada BSP (PTR_b).
- Cálculo y envío de la potencia activa agregada generada o consumida por las unidades físicas incluidas en cada BSP ($Pout_b$).
- Supervisión de la respuesta de los BSP.
- Cálculos de contadores de energías aFRR y precios para el proceso liquidatorio.

6.2 Funciones de los BSP

El regulador maestro y los AGC de los proveedores deben permanecer en comunicación, y cada proveedor b debe realizar las siguientes funciones:

- Recepción de su programa en tiempo real (PTR_b) calculado por el Regulador Maestro.
- Cálculo y envío de su programa en tiempo real de respaldo (PTR'_b).
- Recepción de la potencia activa agregada generada o consumida por las unidades incluidas en el BSP ($Pout_b$).
- Envío de la potencia activa agregada generada o consumida por las unidades incluidas en el BSP ($Pout_b$).
- Envío de la potencia de generación en control (PGC_b).
- Recepción de su requisito de activación de regulación secundaria $PaFRR_{set_b}$ asignado por el regulador maestro.
- Seguimiento de su programa en tiempo real PTR_b o de su programa en tiempo real de respaldo PTR'_b , de acuerdo con las condiciones descritas en los apartados 6.8 y 8.
- Activación de la energía aFRR asignada por el regulador maestro ($PaFRR_{set_b}$), de acuerdo con los requisitos de respuesta descritos en el apartado 6.8.
- Transmisión de las señales recogidas en el apartado 6.11 a los centros de control CECOEL y CECORE.

6.3 Estados y modos de regulación de los BSP

Un BSP puede encontrarse en los siguientes **estados de regulación** seleccionables manualmente. El estado del BSP indica su condición actual y el tratamiento que le corresponde en términos de los cálculos efectuados por el SRS:

- **Estado ON:** El BSP participa en el servicio. En este caso, el regulador maestro calculará su requisito de regulación $PaFRR_{set}$ y establecerá su modo correspondiente (activo, error, alerta, etc) tal y como se describirá en los siguientes párrafos.
- **Estado OFF:** El BSP no participa en el servicio. En este caso, el regulador maestro hará nulo el requisito de regulación:

$$PaFRR_{set}(t) = 0$$

- **Estado OFF REE:** El BSP no participa en el servicio debido a un requerimiento enviado desde el regulador maestro, que hará nulo el requisito de regulación:

$$PaFRR_{set}(t) = 0$$

- **Estado PRUEBAS:** El BSP está realizando pruebas de regulación.

En caso de que un BSP se encuentre en estado OFF u OFF REE, su **modo de regulación** será también OFF u OFF REE, respectivamente. En caso de que un BSP se encuentre en estado PRUEBAS, su modo de regulación será SIN PARTICIPACIÓN. Cuando un BSP está en el estado ON, su **modo de regulación** indica su condición actual según su respuesta y el tratamiento que le

corresponde en términos de los cálculos efectuados por el regulador maestro y en las liquidaciones asociadas. Los modos de regulación y las condiciones asociadas a cada uno de ellos son los siguientes:

- **Modo OFF:** El estado de regulación del BSP es OFF.
- **Modo OFF REE:** El estado de regulación del BSP es OFF REE.

Tanto en el modo de regulación OFF como en el modo de regulación OFF REE, las ofertas del BSP pasan a ser inválidas.

- **Modo SIN PARTICIPACION:** no participa en el servicio. No hay ofertas válidas en el período de programación del instante t , ni el instante t corresponde a los 5 minutos anteriores ni posteriores a un periodo de programación con ofertas válidas.

En este modo de regulación, el regulador maestro hará nulo el requisito de regulación:

$$PaFRR_{set}(t) = 0$$

- **Modo INACTIVO:** El BSP está en estado ON, pero algún dato recibido del AGC del BSP no permite que ésta participe en el servicio con normalidad. Se da alguna de las condiciones siguientes:
 - PTR no válido (fallo simultáneo de los PTR calculados por el OS y el BSP).
 - Pout no válido (fallo simultáneo de los Pout calculados por el OS y el BSP).
 - Estado del AGC del BSP=OFF.
 - Límite inferior o superior del BSP no válidos.
 - PGC del BSP no válido.
 - El límite superior del BSP es inferior al límite inferior del BSP: $LIMSUP < LIMINF$

En este modo de regulación, el regulador maestro mantendrá el cálculo del requisito de regulación de acuerdo con la asignación de ofertas del LMOL (reparto del Ptarget especificado en el apartado 6.7).

- **Modo ACTIVO:** El BSP está en estado ON, PTR y Pout son válidos, y el AGC del BSP está en ON. Los límites inferior y superior del BSP y la señal PGC son válidos. Además, se da la condición de que la potencia entregada por el BSP está dentro del canal de respuesta admisible., El error de seguimiento calculado de acuerdo con los requisitos de respuesta descritos en el apartado 6.8 es nulo:
 - $ERRret = 0$

En este modo de regulación, el requisito de regulación se calculará de acuerdo con el reparto del Ptarget especificado en el apartado 6.7.

- **Modo ERROR:** El BSP está en estado ON, PTR y Pout son válidos, y el AGC del BSP está en ON. Los límites inferior y superior del BSP y la señal PGC son válidos. Se da la condición de que la potencia entregada se encuentra fuera del canal de respuesta admisible y se está generando un error de seguimiento, aunque éste se encuentra por debajo del umbral de mala respuesta del BSP en el periodo:
 - $ERRret \neq 0$ y $|ERRret| \leq AT$

En este modo de regulación, el requisito de regulación se calculará de acuerdo con el reparto del Ptarget especificado en el apartado 6.7.

- **Modo ALERTA:** El BSP está en estado ON, PTR y Pout son válidos, y el AGC del BSP está en ON. Los límites inferior y superior del BSP y la señal PGC son válidos. Se da la condición de que la potencia entregada se encuentra fuera del canal de respuesta admisible y se está generando un error de seguimiento que ha superado el umbral de mala respuesta del BSP en el periodo:
 - $|ERRret| > AT$

- Se mantiene esta condición durante un tiempo T_{ALERTA} inferior a un umbral de tiempo T_{AT} .

En este modo de regulación, el requisito de regulación se calculará de acuerdo con el reparto del P_{target} especificado en el apartado 6.7.

- **Modo MALA RESPUESTA:** El BSP está en estado ON, PTR y Pout son válidos, y el AGC del BSP está en ON. Los límites inferior y superior del BSP y la señal PGC son válidos. Se da la condición de que la potencia entregada se encuentra fuera del canal de respuesta admisible y se está generando un error de seguimiento que ha superado el umbral de mala respuesta en el periodo:

- $|ERR_{ret}| > AT$
- Se mantiene esta condición durante un tiempo T_{ALERTA} superior a un umbral de tiempo T_{AT} .

En este modo de regulación, el requisito de regulación se calculará de acuerdo con el reparto del P_{target} especificado en el apartado 6.7.

6.4 Estados y modos de funcionamiento de SRS

El regulador maestro podrá encontrarse en dos estados de regulación, seleccionables manualmente:

- **Estado OFF:** Corresponde al estado en el que el regulador maestro no ejecuta ninguna de las funciones de regulación de SRS. En este caso, se congela la consigna de regulación $PaFRR_{set}$, a la que se le asigna código de calidad no válido:
 - $PaFRR_{set}(t) = PaFRR_{set}(t-1)$
 - MODO FROZEN=ON

El estado de regulación OFF supondrá la desconexión automática de la plataforma IGCC y la no consideración del acumulador de sobrecarga. Una vez que el sistema se encuentre conectado a la plataforma PICASSO, también provocará la desconexión de dicha plataforma, pasando a la configuración *PICASSO Nacional*.

- **Estado ON:** El regulador maestro ejecuta las funciones de regulación que corresponden a su funcionamiento habitual.

El regulador maestro en estado ON se encontrará siempre en alguno de modos de funcionamiento que se indican a continuación, junto con sus condiciones asociadas. El modo de funcionamiento de SRS determinará el cálculo de LFC_{input} por el regulador maestro:

- **Modo NORMAL:** Se dan las condiciones siguientes:
 - Estado ON
 - MODO FROZEN=OFF (establecido manualmente por el operador)
 - MODO MANUAL=OFF (establecido manualmente por el operador)
 - Estado de conexión eléctrica con Francia= CONECTADO y CONOCIDO
 - Estado de desconexión por frecuencia con Francia= CONECTADO
 - Desvío de potencia válido
 - Desvío de frecuencia válido
 - LMOL valido
 - Al menos un BSP con capacidad de regulación.

En este MODO, el regulador maestro calculará la señal a regular, LFC_{input} , como se indica en el apartado 6.5.

- **Modo FRECUENCIA:** Se dan las condiciones siguientes:
 - Estado ON
 - MODO FROZEN=OFF (establecido manualmente por el operador)
 - MODO MANUAL=OFF (establecido manualmente por el operador)

- Estado de conexión eléctrica con Francia= DESCONECTADO o estado de desconexión por frecuencia con Francia= DESCONECTADO
- Desvío de potencia con Francia válido
- Desvío de frecuencia válido
- LMOL válido
- Al menos un BSP con capacidad de regulación.

En este modo, el control de SRS calculará la señal a regular igual a:

$$LFCinput = -10 * BIAS * \Delta f$$

- **Modo FROZEN:** Se da alguna de las condiciones siguientes:
 - MODO FROZEN=ON (establecido manualmente por el operador)
 - Estado de conexión eléctrica con Francia = DESCONOCIDO
 - Desvío de potencia con Francia no válido
 - Desvío de frecuencia no válido
 - LMOL no válido
 - Ningún BSP con capacidad de regulación.

En este modo, el regulador maestro dejará de ejecutar el control PI y mantendrá constantes las siguientes variables:

$$LFCinput(t) = LFCinput(t - 1)$$

$$Ptarget(t) = Ptarget(t - 1)$$

$$PaFRRset(t) = PaFRRset(t - 1)$$

- **Modo MANUAL:** Se dan las dos condiciones siguientes:
 - MODO FROZEN=OFF (establecido manualmente por el operador)
 - MODO MANUAL=ON (establecido manualmente por el operador)

En este MODO, el operador podrá sustituir el valor del desvío de potencia de Francia, Portugal y/o el valor del desvío de frecuencia por un valor manual en MW. Cada desvío tendrá un indicador para activar/ desactivar su sustitución manual.

Los modos de regulación FRECUENCIA, FROZEN y MANUAL supondrán la desconexión automática de las plataformas IGCC y PICASSO.

6.5 Cálculo del requerimiento total peninsular (LFCinput)

La señal de entrada al control se obtiene a partir del error de control de área (ACE) calculado, pudiendo ser modificada por los términos de corrección tanto de las plataformas IGCC y PICASSO como del acumulador de sobrecarga cuando aplique.

La habilitación/deshabilitación de los términos de corrección se trata en el apartado 6.4, sobre los modos de funcionamiento de SRS.

La señal de entrada al control, LFCinput, se calcula como:

$$LFCinput = -ACE + part_{in} * P_{in,corr} + part_{afrr} * P_{afrr,corr} - INHIBIT * STLFOA$$

Donde:

ACE: Error de control de área.

$P_{in,corr}$: Término de corrección de IGCC recibido de la Plataforma IGCC.

$part_{in}$: Flag de participación en IGCC.

$P_{aFRR,corr}$: Término de corrección de aFRR recibido de la Plataforma PICASSO.

$part_{afr}$: Flag de participación en AOF.

STLFOA: Valor del acumulador de sobrecarga.

INHIBIT: Flag de inhibición del acumulador de sobrecarga.

El acumulador de sobrecarga es un mecanismo de vigilancia del flujo de potencia en las líneas de interconexión con Francia. En caso de sobrepasarse un valor de flujo máximo predefinido, introduce una señal correctora en la entrada al control para dar prioridad a la corrección del desvío que lo origina. La activación del acumulador de sobrecarga no afecta al reparto del requisito de activación de aFRR entre los BSP.

6.5.1 Cálculo del error de control de área (ACE)

El ACE se calcula como sigue:

$$ACE = NIDR + 10 * BIAS * \Delta f$$

Donde:

NIDR: Desvío de intercambio neto de regulación.

BIAS: Constante de BIAS peninsular, asignado anualmente por ENTSOE al bloque de control de España peninsular.

Δf : Desvío de frecuencia, calculado según la siguiente expresión:

$$\Delta f = f_a - f_s$$

Donde:

f_a : frecuencia medida por el OS.

f_s : frecuencia programada en el sistema interconectado europeo. En ausencia de un valor establecido de frecuencia programada, se tomará por defecto la frecuencia nominal del sistema (50,00 Hz).

6.5.2 Cálculo del desvío neto de intercambio

El desvío neto de intercambio, NIDR, se calcula como:

$$NIDR = NIDF + NIDP$$

Siendo NIDF el desvío neto de intercambio con Francia, y NIDP el desvío neto de intercambio con Portugal.

El desvío de intercambio neto con Francia se calcula según la expresión:

$$NIDF = CNIF - CNSIF$$

Donde:

CNIF es el intercambio neto filtrado por las interconexiones España – Francia, calculado como:

$$CNIF = \sum_{k=1}^M PIFILT_k$$

Donde:

M es el número de interconexiones entre España y Francia.

$PIFILT_k$ es el intercambio neto filtrado por la interconexión k que cruza la frontera en sentido España a Francia.

CNSIF es el intercambio neto programado de España a Francia. El intercambio neto programado se calculará a partir de los programas comerciales de intercambio recibidos para el periodo anterior y al periodo actual, con una rampa de cambio de duración de 10 minutos que comienza 5 minutos antes del cambio de periodo de programación y termina 5 minutos después de dicho cambio.

El desvío de intercambio neto con Portugal se calcula según la expresión:

$$NIDP = CNIP - CNSIP$$

Donde:

CNIP es el intercambio neto filtrado por las interconexiones España – Portugal, calculado como:

$$CNIP = \sum_{k=1}^M PIFILT_k$$

Donde:

M son las interconexiones entre España y Portugal.

$PIFILT_k$ es el intercambio neto filtrado por la interconexión k que cruza la frontera en sentido España a Portugal.

CNSIP es el intercambio neto programado de España a Portugal. El intercambio neto programado NSIP se calculará a partir de los programas comerciales de intercambio recibidos para el periodo anterior y al periodo actual, con una rampa de cambio de duración de 10 minutos que comienza 5 minutos antes del cambio del periodo de programación y termina 5 minutos después de dicho cambio.

El intercambio neto en las interconexiones con Francia y Portugal se calcula en su punto frontera, y se filtra de acuerdo con la expresión siguiente:

$$PIFILT(t) = PIFILT(t-1) + \frac{PI(t) - PIFILT(t-1)}{T_f + \Delta t} \cdot \Delta t$$

Donde:

Δt es el tiempo de ejecución del algoritmo SRS.

T_f es la constante de tiempo de filtrado.

6.5.3 Criterio de signos en el control

Las fórmulas en el modelo de control responden al criterio de signos ENTSOE.

En lo que se refiere a los intercambios internacionales, el criterio de signos es positivo en sentido exportador, tanto en la frontera con Francia como en la frontera con Portugal. Así, un desvío en sentido exportador dará lugar a una componente positiva en el ACE. Asimismo, un desvío de frecuencia positivo da lugar a una componente positiva del ACE.

El error de control de área, ACE, entra en el control cambiado de signo. Un ACE positivo dará lugar a una componente del LFCinput negativa (señal a bajar) mientras que un ACE negativo dará lugar a una componente del LFCinput positiva (señal a subir).

6.6 Control proporcional integral

La señal de entrada al control, LFC_{input} , se procesa mediante un controlador proporcional – integral (PI). El objeto de este tipo de control es minimizar el error en régimen permanente en el seguimiento de la señal de entrada. La salida del controlador PI se obtiene como:

$$LFC_{output}(t) = K_p * LFC_{input}(t) + IntLFC(t)$$

Donde:

K_p es la constante proporcional del controlador PI.

$IntLFC$ es la integral de la señal de entrada al control, calculada en cada ciclo de ejecución t como:

$$IntLFC(t) = K_i * T_{AGC} * LFC_{input}(t) + IntLFC(t - 1)$$

Donde $T_{AGC} = 4$ segundos, tiempo del ciclo de control.

$K_i = 1/T_i$, siendo T_i la constante de integración del controlador PI en segundos.

El valor de la componente integral del control se limita a un valor máximo (filtro *anti-windup*). Esta limitación tiene como objeto evitar que la componente integral del control crezca indefinidamente ante desvíos prolongados en el tiempo. Este efecto provocaría retrasos en la acción del control ante cambios de signo en la señal de entrada, que ralentizarían el funcionamiento de la regulación.

6.6.1 Realimentación de la potencia aFRR activada

El diseño del regulador maestro permite que la consigna de potencia aFRR a repartir entre los BSP se pueda obtener de dos maneras. En la Figura 3, estas opciones están representadas por el selector aFRR CL (aFRR closed loop):

- Si aFRR CL = OFF: La señal P_{target} a repartir coincide con la salida del controlador PI, LFC_{output} .

$$P_{target} = LFC_{output}$$

- Si aFRR CL = ON: Se realimenta la señal LFC_{output} con la potencia aFRR que ha sido previamente activada, medida según se indica en el apartado 6.8.2.

$$P_{target} = LFC_{output} + P_{aFRR}$$

El regulador maestro permitirá activar o desactivar la realimentación de aFRR. La activación y desactivación de la realimentación está parametrizada. La salida P_{target} del control es similar en ambos casos, si bien su velocidad de variación se ve afectada. Por ello, la activación de la realimentación hace necesario modificar las ganancias proporcional e integral a utilizar en el controlador PI, que se adaptarán según el estado del selector aFRR CL. La realimentación de aFRR y su correspondiente cambio de parámetros no exigirán a los BSP modificar la configuración de sus AGC por este motivo.

En la tabla siguiente se indican los rangos orientativos considerados en el diseño para la ganancia proporcional y la ganancia integral para cada uno de los modos. Se indican también los rangos de valores recomendados en el reglamento del área síncrona europea continental (Synchronous Area Framework Agreement). Estos últimos se corresponden con el modo de control sin realimentación de la aFRR activada (AFRR CL OFF).

	Kp	Ti (s)
AFRR CL ON	2-10	100-500
AFRR CL OFF	0,2-1,0	50-125
SAFA	0-0,5	50-200

6.7 Reparto de los requisitos a los BSP según asignación de ofertas aFRR

Durante la fase I, la casación de ofertas de energía aFRR se llevará a cabo por un algoritmo local que seguirá las mismas reglas que el algoritmo de la plataforma europea PICASSO, que será el utilizado desde el comienzo de la fase II.

La señal P_{target} de activación de energía aFRR es la entrada al algoritmo local de casación. Este algoritmo determina en cada ciclo de ejecución las ofertas de aFRR que se deben activar, aplicando la lista de orden de mérito de ofertas (LMOL). El algoritmo de casación da, como salidas, las consignas de activación $PaFRR_{set}$ para cada BSP.

Dependiendo del estado de cada BSP (ver apartado 6.3) o de la disponibilidad de las unidades que lo componen, puede haber bloques de oferta que se marquen como no válidos. Estos bloques de oferta no son tenidos en cuenta en el proceso de casación.

Las reglas del proceso de casación de ofertas de aFRR son las siguientes:

1. Se asignarán los bloques de oferta desde el más competitivo hasta el menos competitivo, hasta alcanzar el valor de P_{target} . Así, en el caso de ofertas a subir, se seleccionarán primero las ofertas con precio negativo mayor² hasta las últimas de precio positivo mayor. En el caso de ofertas a bajar, se seleccionarán primero las ofertas con precio positivo mayor hasta las últimas con precio negativo mayor.
2. Para valores de P_{target} positivos se utilizará el LMOL de energía aFRR a subir, que dará lugar a valores de $PaFRR_{set}$ positivos. Cuando el volumen de aFRR activado es negativo y P_{target} es positivo, el BSP deberá desactivar su aFRR a bajar previamente a cumplir con la nueva consigna de aFRR ≥ 0 asociada a dicho P_{target} positivo³.
3. Para valores de P_{target} negativos se utilizará el LMOL de energía aFRR a bajar (independiente del LMOL de energía aFRR a subir), que dará lugar a valores de $PaFRR_{set}$ negativos. Cuando el volumen de aFRR activado es positivo y P_{target} es negativo, el BSP deberá desactivar su aFRR a subir previamente a cumplir con la nueva consigna de aFRR ≤ 0 asociada a dicho P_{target} negativo.
4. Solo se asignarán los bloques de oferta marcados como válidos.
5. En el caso de que haya varios bloques de ofertas con el mismo precio, dichas ofertas se activarán de forma simultánea por prorrata según su tamaño, hasta agotar dichas ofertas, con precisión de un decimal.
6. El último bloque de oferta asignado se divide hasta alcanzar el valor de P_{target} , con precisión de un decimal.
7. Una vez que se hayan asignado los bloques de oferta necesarios para casar la necesidad de activación P_{target} , se sumarán para cada BSP los volúmenes de aFRR asignadas (MW), para obtener el valor de consigna de activación en ese ciclo: $PaFRR_{set,b}(t)$.
8. El precio del último bloque de oferta asignado en la casación de cada ciclo se registrará como precio marginal en ese ciclo:

² Mayor en valor absoluto.

³ Pueden producirse cambios de signo en P_{target} , y por lo tanto en la asignación $PaFRR_{set}$, habiendo $PaFRR$ activada en signo contrario por algún BSP, debido a que la dinámica de respuesta no es instantánea. La denominación “desactivar” se refiere en este contexto a una vuelta al estado previo de una activación de aFRR, entendiendo esta activación para las dos direcciones, tanto a subir (aportación de generación) como a bajar (reducción de generación). Podría ocurrir por tanto una situación en la que se pida de energía activada a bajar (reducción de generación) pero que en el siguiente ciclo la regulación pida energía a subir (aportación de generación). En este caso, el requerimiento podría ser de magnitud suficiente como para que se produzca la desactivación de la energía a bajar previamente asignada (vuelta al estado inicial) y se asigne aFRR en sentido positivo (a subir).

- Cuando P_{target} es positiva, es decir, para activaciones de energía de regulación secundaria a subir, el precio del último bloque de oferta asignado se registrará como el precio marginal a subir $\lambda_{MEaFRRUP}_t$. El precio marginal a bajar, $\lambda_{MEaFRRDW}_t$, será cero.
- Cuando P_{target} es negativa, es decir, para activaciones de energía de regulación secundaria a bajar, el precio del último bloque de oferta asignado se registrará como el precio marginal a bajar $\lambda_{MEaFRRDW}_t$. El precio marginal a subir, $\lambda_{MEaFRRUP}_t$, será cero.
- Cuando P_{target} es cero, tanto el precio marginal a subir como el precio marginal a bajar será cero.

En la figura 2 se muestra de forma gráfica un ejemplo del proceso de casación con un LMOL compuesto de 5 bloques de ofertas, todas ellas válidas, correspondientes a tres BSP. Se muestra el proceso en tres ciclos de ejecución: t , $t+1$ y $t+2$.

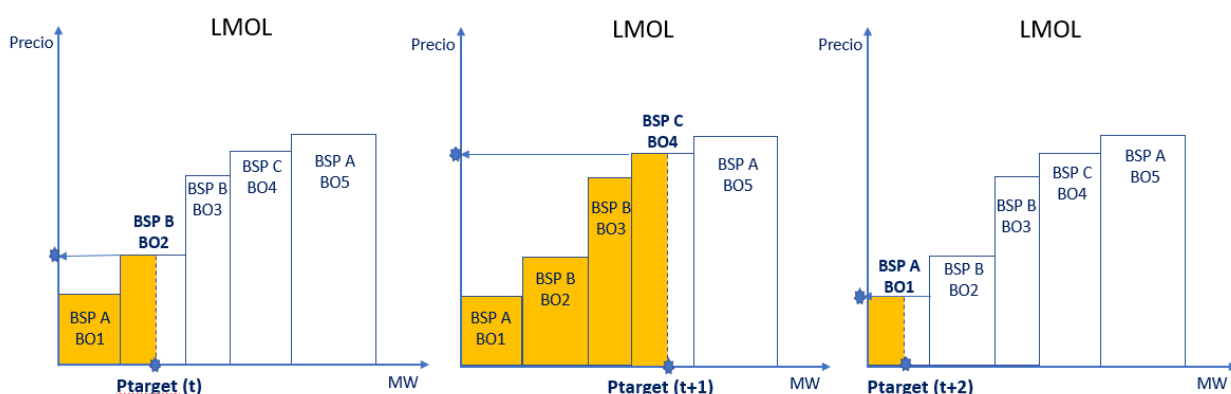


Figura 4. Ejemplo de casación de ofertas de aFRR.

En el ciclo t , se cubre la necesidad P_{target} activando el primer bloque de oferta del BSP A (B01), y el bloque de oferta del BSP B (B02) parcialmente. No se activa ninguna oferta del BSP C. El precio marginal en este ciclo es el precio de la oferta B02.

En el ciclo $t + 1$, se cubre la necesidad P_{target} activando el primer bloque de oferta del BSP A (B01), dos bloques de oferta del BSP B (B02 y B03), y un bloque de oferta del BSP C (B04) parcialmente. El precio marginal en este ciclo es el precio de la oferta B04.

En el ciclo $t + 2$, se cubre la necesidad P_{target} activando parcialmente el primer bloque de oferta del BSP A. En este ciclo no se activa ninguna oferta de los BSP B y C. El precio marginal en este ciclo es el precio de la oferta B01.

En ninguno de los tres ciclos de ejecución en este ejemplo se activa el bloque de oferta 5.

6.8 Supervisión de la respuesta del BSP

La supervisión de la respuesta de los BSP se basa en la comparación de su entrega de potencia aFRR con un rango de valores esperados, que se calculan a partir de la consigna de activación $PaFRR_{set}$. Este rango de valores forma un **canal de respuesta admisible**, dentro del cual la respuesta del BSP se considera adecuada. Cada BSP tendrá un modo de funcionamiento asignado en cada ciclo en función de la permanencia dentro de este canal de respuesta admisible.

6.8.1 Cálculo de la potencia total entregada por el BSP

La potencia total entregada por cada BSP b en cada ciclo de ejecución se calcula como sigue:

$$P_{out,b}(t) = \sum_i P_i(t)$$

Donde $P_i(t)$ es la potencia activa medida o calculada en el punto de conexión a red de la unidad física i , correspondiente al BSP b . Este valor se contabiliza con criterio generador, esto es, positivo cuando la potencia es inyectada al sistema.

Se utilizarán las telemidas de potencia activa recibidas en barras de central de todas las instalaciones pertenecientes a unidades de programación habilitadas que formen parte de cada BSP, independientemente de si están o no participando en control en un determinado instante. Se tendrán en cuenta las siguientes consideraciones:

- Para trasladar la telemida de barras de central, conforme al P.O. 9.2, al punto de conexión con la red se deben utilizar los coeficientes que serán comunicados por el proveedor del servicio al OS, el cual podrá solicitar una modificación de los mismos.
- No se incluirán las telemidas negativas de instalaciones de almacenamiento (modo consumo), salvo que pertenezcan a UP habilitadas en el servicio en modo consumo.
- Para las instalaciones de autoconsumo se empleará la medida del vertido, obtenida sumando la telemida de la generación en barras de central y la del consumo asociado.
- Para las instalaciones con varias fronteras, se deberá remitir al OS la telemida de cada frontera, incluyendo las fronteras de consumos auxiliares e indicando si se deben considerar para el cálculo del P_{out} .
- En caso de que la telemida en barras de central no considere los consumos de servicios auxiliares:
 - Si los consumos auxiliares son despreciables, no será necesario el envío de su telemida.
 - Si los consumos auxiliares no son despreciables y se deben considerar para el cálculo del P_{out} :
 - ◆ Si puede captarse la telemida, deberá enviarse la telemida de dichos consumos.
 - ◆ Si no puede captarse la telemida, el factor de corrección deberá tener en cuenta no sólo la traslación de barras de central al punto de conexión a la red, sino también los consumos auxiliares descontados.
- En el caso de ciclos combinados multieje, se deberá remitir una telemida por cada turbina y frontera.
- Para las instalaciones de demanda se utilizará la telemida de cada UF habilitada incluyendo las pérdidas del sistema. Para ello se utilizarán los coeficientes de pérdidas del sistema publicados en BOE (Art 11 de la Circular 3/2020). Para cada nivel de tensión se utilizará un coeficiente promedio ponderado por el nº de horas de cada periodo en un año.

Además del cálculo realizado por el regulador maestro, los BSP enviarán la potencia activa agregada generada o consumida por las unidades físicas incluidas en el BSP ($P_{out,b}$), calculada con los mismos criterios. La utilización del valor calculado o el valor recibido será seleccionable manualmente por el OS, indicándose a cada BSP cuál de los dos está activado mediante una señal en tiempo real.

Si bien tanto el cálculo de energía aFRR entregada como el seguimiento de la respuesta en tiempo real se realizarán en base a la respuesta agregada de todas las UP del BSP, la observabilidad del OS se mantiene a nivel de UF.

La potencia total entregada por el conjunto de los BSP se calcula como:

$$P_{out\ tot}(t) = \sum_b P_{out,b}(t)$$

Donde el subíndice b indica el número de BSP.

6.8.2 Cálculo de la potencia aFRR entregada por el BSP

El regulador maestro calcula la potencia aFRR entregada por el BSP como la diferencia entre la potencia activa total de las unidades del BSP⁴ (P_{out}) y su programa de potencia en tiempo real (PTR). La definición de PTR y los detalles de su cálculo se recogen en el capítulo 8.

Además del cálculo realizado por el regulador maestro para el PTR, los BSP enviarán el programa en tiempo real de respaldo (PTR_b). La utilización del valor calculado o el valor de respaldo recibido será seleccionable por el OS, indicándose al BSP cuál de los dos se está utilizando.

La potencia aFRR entregada en cada ciclo t por cada BSP b se calcula como sigue:

Si su modo de regulación es ACTIVO, ERROR, ALERTA, MALA RESPUESTA o INACTIVO y su estado de operación es igual a ON:

$$P_{aFRR,b}(t) = P_{out,b}(t) - PTR_b(t)$$

En otro caso:

$$P_{aFRR,b}(t) = 0$$

Donde $PTR_b(t)$ es el valor del programa en tiempo real del BSP b en el instante t .

La potencia aFRR total entregada por el conjunto de los BSP será igual a:

$$P_{aFRRtot}(t) = \sum_b P_{aFRR,b}(t)$$

Donde el subíndice b indica el número de BSP.

6.8.3 Cálculo del canal de respuesta admisible del BSP

El canal de respuesta admisible calculado para cada BSP es la herramienta para determinar si el BSP responde razonablemente dentro de las condiciones de programa en tiempo real y asignación de PaFRR en cada momento. Este canal se calcula a partir de las variables que se indican a continuación:

- **Potencia aFRR deseada**

Es la potencia aFRR que correspondería en cada ciclo t a la consigna $PaFRR_{set}$ enviada al BSP en el ciclo anterior $t-1$:

$$P_{aFRRdeseada,b}(t) = P_{aFRRsetb}(t-1)$$

- **Potencia aFRR esperada**

Es el valor de potencia aFRR que correspondería al seguimiento de las consignas $PaFRR_{set}$ por un sistema lineal de primer orden, con constante de tiempo $T=100$ s. Su valor en cada ciclo t viene dado por:

⁴ La habilitación para la regulación secundaria se realiza a nivel de UP. No obstante, todas las UF de estas UP se consideran para los cálculos de P_{out} , $PaFRR$ y cálculos de reservas (sólo unidades en control en este último caso).

$$P_{aFRResperada,b}(t) = \alpha 1 * P_{aFRRdeseada,b}(t) + (1 - \alpha 1) * P_{aFRResperada,b}(t - 1)$$

Donde $\alpha 1$ es el cociente entre el tiempo del ciclo de ejecución del algoritmo (4 segundos) y la constante de tiempo T (100 segundos) de seguimiento:

$$\alpha 1 = \frac{T_{SRS}}{T}$$

• Banda de tolerancia asociada al PTR

La supervisión de la respuesta del BSP va ligada al seguimiento de su PTR. Por ello, se define una banda de tolerancia $BTOL_b$ que forma parte del canal de respuesta admisible y que se calcula en cada ciclo como:

$$BTOL_b(t) = |PTROL * PTR_b(t)| \text{ si } |PTROL * PTR_b(t)| \leq BTOLMAX \text{ y } |PTROL * PTR_b(t)| \geq BTOLMIN$$

$$BTOL_b(t) = BTOLMAX \quad \text{si } |PTROL * PTR(t)| > BTOLMAX$$

$$BTOL_b(t) = BTOLMIN \quad \text{si } |PTROL * PTR(t)| < BTOLMIN$$

Donde:

PTROL: es el tanto por ciento de error admitido⁵ en el seguimiento del PTR.

BTOLMAX: error máximo admitido en el seguimiento del PTR.

BTOLMIN: error mínimo admitido en el seguimiento del PTR.

A partir de los parámetros y variables referidos, se calcula el canal de respuesta admisible como la banda entre dos valores, superior e inferior, que se calculan como sigue:

$$CANALTP_b(t) = PTR_b(t) + BTOL_b(t) + \max(P_{aFRRdeseada,b}(t), P_{aFRResperada,b}(t))$$

$$CANALBT_b(t) = PTR_b(t) - BTOL_b(t) + \min(P_{aFRRdeseada,b}(t), P_{aFRResperada,b}(t))$$

6.8.4 Error de seguimiento

Cuando el valor P_{out} de un BSP esté fuera del canal de la respuesta admisible, se le computará un error de seguimiento. El valor de este error se compara con el umbral de mala respuesta AT_b (calculado según se indica en el capítulo 6.8.5) para determinar el modo de regulación del BSP.

El error de seguimiento de un BSP b en cada ciclo t se calcula como sigue:

Cuando P_{out} Se encuentra dentro del canal de respuesta admisible ($CANALBT \leq P_{out} \leq CANALTP$):

$$ERR_b(t) = 0$$

Cuando el error es por exceso ($P_{out} > CANALTP$):

$$ERR_b(t) = P_{out,b}(t) - CANALTP_b(t)$$

Cuando el error es por defecto ($P_{out} < CANALBT$):

⁵ A efectos de definición del canal de respuesta admisible.

$$ERR_b(t) = CANALBT_b(t) - P_{out,b}(t)$$

El error de seguimiento se pasa a través de un filtro de retardo y se limita para evitar que crezca indefinidamente. Además, en caso de anularse el error de seguimiento (vuelta al canal de respuesta admisible), y para no retrasar la vuelta a modo ACTIVO de BSP, se anulará el error retardado, como se indica a continuación:

$$\begin{aligned} ERRret_b(t) &= \alpha 2 * ERR_b(t) + (1 - \alpha 2) * ERRret_b(t - 1) & \text{si } ERRret_b(t) \leq K * AT_b \\ ERRret_b(t) &= K * AT_b & \text{si } ERRret_b(t) > K * AT_b \\ ERRret_b(t) &= 0 & \text{si } ERR_b(t) = 0 \end{aligned}$$

Donde:

$\alpha 2$ es el cociente entre el tiempo del ciclo de ejecución del algoritmo (4 segundos) y la constante de tiempo T2.

K es la constante que limita el valor del error de respuesta retardado del proveedor i, para evitar que crezca de forma indefinida.

AT_b es el umbral de mala respuesta del BSP b en el período de programación QH, calculado como se indica en el apartado 6.8.5.

6.8.5 Cálculo del umbral de mala respuesta

El umbral de mala respuesta AT_b se calcula para cada BSP b en cada período de programación QH según se indica a continuación:

$$AT_b(QH) = \max (K2 * (VAE_{bajar,b}(QH) + VAE_{subir,b}(QH)), AT_{min})$$

Donde:

$VAE_{bajar,b}$ es el volumen de asignación esperado a bajar del BSP b y $VAE_{subir,b}$ es el volumen de asignación esperado a subir del BSP b.

K2 es el porcentaje del volumen de asignación esperado utilizado para el cálculo del umbral AT.

AT_{min} es el valor mínimo de umbral de mala respuesta.

El volumen de asignación esperado VAE de un BSP se calcula como la suma de sus ofertas de aFRR que están incluidas en el LMOL por debajo del nivel total de reserva, para cada sentido. Este nivel total de reserva es el dimensionado para todo el sistema para cada período de programación. Se muestra un ejemplo a continuación, en el que se suponen ofertas de aFRR a subir de tres BSP en el periodo.

- Proveedor A: VAE igual a su oferta.
- Proveedor B: VAE igual a su primera oferta B1.

- Proveedor C: VAE igual a una fracción de su oferta.

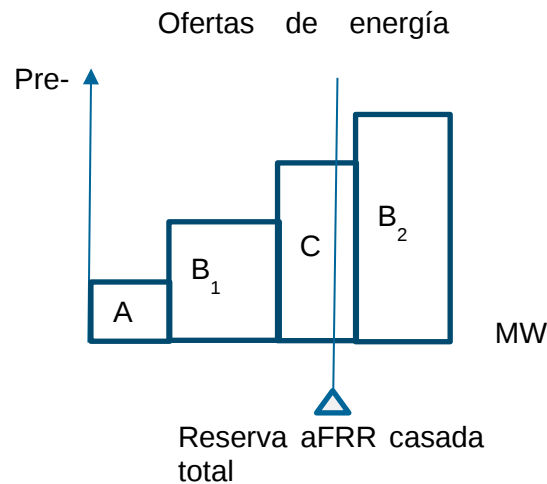


Figura 5. Ejemplo de cálculo de volumen de asignación esperado a subir para tres BSP

En la transición entre períodos de programación QH, puede ocurrir que el cálculo del VAE de cada BSP varíe significativamente por cambios en la estructura de ofertas entre el período anterior (QH-1) y el período actual (QH). Por ello, y para evitar reducciones bruscas de los umbrales de mala respuesta que puedan afectar al seguimiento de desasignaciones por parte de los BSP, durante los primeros 5 minutos de cada QH se aplicará a cada BSP el valor máximo entre el umbral de mala respuesta AT_b en el período (QH-1) y el período (QH):

$$AT_b(QH, 5 \text{ primeros minutos}) = \max(AT(QH-1), AT(QH))$$

6.8.6 Activación de las condiciones con error de seguimiento

Si la potencia entregada por un BSP está fuera del canal de respuesta admisible, se modificará el modo de regulación de dicho BSP. Los modos de regulación de los BSP se describen en detalle en el apartado 6.3.

Las condiciones que se activan cuando hay un error de seguimiento no nulo en un BSP, estando el BSP en modo de regulación distinto de OFF y OFF REE, se resumen a continuación:

- Si $ERRret_b > 0$ y $ERRret_b \leq AT_b$ se activa la condición de paso a modo de regulación ERROR.
- Si $ERRret_b > AT_b$ se activa la condición de paso a modo de regulación ALERTA. Se activa asimismo un contador de tiempo de permanencia en ALERTA, T_{ALERTA} .
- Si $ERRret_b > AT_b$ y el tiempo de permanencia en alerta, T_{ALERTA} , es superior a un tiempo máximo T_{AT} , se activa la condición de paso a modo de regulación MALA RESPUESTA.

6.9 Cálculos de reserva

Para mantener el funcionamiento seguro del sistema y el servicio de regulación secundaria, es necesario que el regulador maestro calcule en tiempo real la cantidad de reserva disponible en el sistema, además de las ofertas de energía aFRR que constituyen el LMOL y a las medidas de potencia aFRR activada. Los cálculos de la reserva disponible en tiempo real por BSP son necesarios para conocer los recursos de regulación disponibles en cada momento y para saber si los BSP disponen de una reserva que avale las ofertas presentes en el LMOL.

A estos efectos, se mantendrá el cálculo actual de la potencia de generación en control⁶ en cada BSP (PGC), y se utilizarán los límites superior e inferior de la generación con estado de regulación ON.

6.9.1 Cálculo de reserva real disponible basada en límites de generación

La reserva real disponible se calculará para cada BSP en modo de regulación ACTIVO, ERROR, ALERTA, MALA RESPUESTA e INACTIVO:

La potencia de generación en control se calcula como sigue:

$$PGC_b(t) = \sum_i P_i(t)$$

Donde $P_i(t)$ es la potencia activa neta según lo indicado en el capítulo 6.8.1 encontrándose la unidad i con estado de regulación ON⁷. A efectos de este cálculo, se considerarán los mismos criterios aplicados en el cálculo de P_{out} , explicados en el apartado 6.8.1.

Los límites de generación calculados se obtienen según:

$$CLIMSUP_b(t) = \sum_i RegHi_i(t)$$

$$CLIMINF_b(t) = \sum_i RegLo_i(t)$$

Donde $RegHi_i(t)$ y $RegLo_i(t)$ son los límites de regulación superior e inferior de las unidades con el estado de regulación ON del BSP b .

El regulador maestro seleccionará el valor final de los límites de generación en control por BSP ($PGCSUP(t)_b$ y $PGCINF(t)_b$) entre los valores calculados por el SRS ($CLIMSUP(t)_b$ y $CLIMINF(t)_b$) y los recibidos de los BSP ($LIMSUP(t)_b$ y $LIMINF(t)_b$), de forma automática de acuerdo al siguiente criterio:

$$PGCSUP(t)_b = LIMSUP(t)_b \text{ si } CLIMSUP(t)_b > LIMSUP(t)_b$$

en otro caso

$$PGCSUP(t)_b = CLIMSUP(t)_b$$

$$PGCINF(t)_b = LIMINF(t)_b \text{ si } CLIMINF(t)_b < LIMINF(t)_b$$

en otro caso

$$PGCINF(t)_b = CLIMINF(t)_b$$

Para evitar inconsistencias, los valores a utilizar como límites superior e inferior $PGCSUP(t)_b$ y $PGCINF(t)_b$ se obtienen según:

Si $PGC(t)_b > PGCSUP(t)_b$ se tomarán como límites los siguientes valores:

$$PGCSUP(t)_b = PGC(t)_b$$

$$PGCINF(t)_b = PGCINF(t)_b$$

Si $PGCSUP(t)_b \leq PGC(t)_b \leq PGCINF(t)_b$

$$PGCSUP(t)_b = PGCSUP(t)_b$$

$$PGCINF(t)_b = PGCINF(t)_b$$

⁶ Distinto de P_{out} , puesto que en el cálculo de PGC sólo se incluyen las unidades en control.

⁷ A diferencia del cálculo de P_{out} , aquí sí se seleccionan únicamente las potencias activas de las unidades que están efectivamente regulando.

Si $PGCINF(t)_b > PGC(t)_b$ se tomarán como límites los siguientes valores:

$$PGCSUP(t)_b = PGC(t)_b$$

$$PGCINF(t)_b = PGC(t)_b$$

La reserva disponible a subir y a bajar de cada BSP b se calcula como:

$$RESAUP_b(t) = PGCSUP_b(t) - PGC_b(t)$$

$$RESADW_b(t) = PGC_b(t) - PGCINF_b(t)$$

Donde PGC_b es la potencia de generación en control del BSPb, y $PGCSUP_b$, $PGCINF_b$ son los límites superior e inferior de la potencia de generación en control seleccionados para el BSP.

De esta forma, para el cálculo de la reserva real disponible en cada BSP, se utilizará el menor de los valores de reserva entre el resultante de utilizar los límites calculados por el regulador maestro, y el resultante de utilizar los límites enviados por cada BSP.

El SRS calculará la reserva total en el sistema a subir y a bajar, como la suma de las reservas reales a subir y a bajar de los BSP en estado de regulación ON.

$$RESAUP_{tot}(t) = \sum_b RESAUP(t)_b$$

$$RESADW_{tot}(t) = \sum_b RESADW(t)_b$$

Donde:

b. BSPs en estado de regulación ON.

6.9.2 Cálculo del volumen de ofertas de energía aFRR

El regulador maestro calculará la reserva ofertada disponible a subir y a bajar de cada BSP como la diferencia entre la suma de los volúmenes de energía de los bloques de ofertas válidos del BSP menos la energía secundaria activada calculada para dicho BSP $P_{afrr}(t)$.

Para los BSP en ESTADO OFF u OFF REE se considerarán cero sus valores de reserva ofertada.

Para cada BSP b en MODO de Regulación INACTIVO, ACTIVO, ERROR, ALERTA y MALA RESPUESTA, se calculará la reserva ofertada a subir y a bajar como:

$$REOFUP_{b,q} = \sum_{bl=1}^{BL} VolOfUP_{b,q}$$

$$REOFDW_{b,q} = \sum_{bl=1}^{BL} VolOfDW_{b,q}$$

Donde i son las ofertas del BSP b para ese periodo de programación y $VolOfUP(qh)_i$ y $VolOfDW(qh)_i$ son los volúmenes de las ofertas válidas a subir generación y bajar generación del BSP en ese periodo de programación.

Caso BSP MODO de Regulación OFF, OFF REE o SIN PARTICIPACION, a efectos de la regulación:

$$REOFUP_{b,q} = 0$$

$$REOFDW_{b,q} = 0$$

El regulador maestro calculará la reserva ofertada total como:

$$REOFUP_{tot,q} = \sum_{b=1} V_{oOfUP_{b,q}}$$

$$REOFDW_{tot,q} = \sum_{b=1} V_{oOfDW_{b,q}}$$

6.9.3 Cálculo de la reserva real disponible basada en ofertas de energía aFRR

El margen de reserva ofertada disponible por cada BSP se calculará en cada ciclo de control, como la diferencia entre la reserva ofertada subir/bajar por cada BSP y la secundaria ya activada por cada BSP, en cada ciclo de control.

Para los BSP en ESTADO OFF, OFF REE o MODO SIN PARTICIPACIÓN se considerarán cero sus valores de reserva real disponible.

Para cada BSP b en ESTADO ON y MODO de Regulación INACTIVO, ACTIVO, ERROR, ALERTA y MALA RESPUESTA, se calculará la reserva real disponible a subir y a bajar basada en ofertas como:

Si $-REOFDW_b(qh) < PaFRR_b(t) < REOFUP_b(qh)$:

$$REMOFUP_b(t) = REOFUP_b(qh) - PaFRR_b(t)$$

$$REMOFDW_b(t) = REOFDW_b(qh) + PaFRR_b(t)$$

Si $PaFRR_b(t) > REOFUP_b(qh)$:

$$REMOFUP_b(t) = 0$$

$$REMOFDW_b(t) = REOFUP_b(qh) + REOFDW_b(qh)$$

Si $PaFRR_b(t) < -REOFDW_b(qh)$

$$REMOFUP_b(t) = REOFUP_b(qh) + REOFDW_b(qh)$$

$$REMOFDW_b(t) = 0$$

Caso BSP MODO de Regulación OFF, OFF REE o SIN PARTICIPACION:

$$REMOFUP_b(t) = 0$$

$$REMOFDW_b(t) = 0$$

El regulador maestro calculará el margen de reserva ofertada total en cada ciclo t como:

$$REMOFUP_{tot}(t) = \sum_b REMOFUP_b(t)$$

$$REMOFDW_{tot}(t) = \sum_b REMOFDW_b(t)$$

El regulador maestro calculará el margen de reserva ofertada disponible por cada BSP en cada ciclo de control t , como el mínimo entre las reservas secundarias en control y las reservas a subir/bajar asignables por el SRS teniendo en cuenta la secundaria ya activada:

$$REMOFDUP_b(t) = \min (RESAUP_b(t), REMOFUP_b(t))$$

$$REMOFDDW_b(t) = \min (RESADW_b(t), REMOFDW_b(t))$$

El regulador maestro calculará la reserva ofertada disponible total en cada ciclo de control t como:

$$REMOFDUP_{tot}(t) = \sum_b REMOFDUP(t)_b$$

$$REMOFDDW_{tot}(t) = \sum_b REMOFDDW(t)_b$$

6.10 Lista de parámetros

Se indican a continuación los parámetros y constantes que utiliza el regulador maestro. Los valores de los parámetros del control proporcional-integral son orientativos, pudiendo modificarse según las circunstancias de operación.

Para ciertos parámetros del BSP se indican, además de los valores establecidos, los rangos orientativos dentro de los cuales se podrían actualizar según las condiciones establecidas en el apartado 10 del anexo IV del Procedimiento de Operación 7.2

Nombre	Descripción	Valor
Regulador Maestro		
K_P	Ganancia proporcional sin realimentación AFRR	0,2-1,0
K_P	Ganancia proporcional con realimentación AFRR	2-10
K_i	Ganancia Integral (1/T) sin realimentación AFRR	1/50 - 1/125
K_i	Ganancia Integral (1/T) con realimentación AFRR	1/100 - 1/500
LiLFCinput	Límite Término Integral en el filtro antiwindup	800 – 1.800
ACUMMAX	Valor máximo del acumulador de sobrecarga	420 MW
BIAS	Constante de BIAS de España	307,5 MW/0,1Hz (año 2024)
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
T_f	Constante de tiempo de filtrado del desvío con Francia y Portugal	13,2 s
T_{AGC}	Tiempo de ejecución del algoritmo del regulador maestro	4 s
BSP		
PTROL	Tanto por ciento de error admitido en el seguimiento del PTR	1,5% (rango: 0,5-2%)
BTOLMAX	Error máximo admitido en el seguimiento del PTR	25 MW (rango: 25-50 MW)
BTOLMIN	Error mínimo admitido en el seguimiento del PTR	1 MW (rango: 0-1 MW)
T_{AT}	Tiempo máximo de permanencia en modo de regulación ALERTA	60 s

K2	Constante para el cálculo del umbral de mala respuesta AT	7 % (rango: 5 - 10%)
K	Constante para limitar el valor del error retardado de zona	2
AT _{min}	Valor mínimo del umbral de mala respuesta	1 MW
T	Constante de tiempo del patrón de seguimiento de respuesta	100 s
T2	Constante de filtrado de error de seguimiento	13,3 s
α_1	cociente entre el tiempo del ciclo de ejecución del algoritmo y la constante de tiempo T de seguimiento	4/100
α_2	cociente entre el tiempo del ciclo de ejecución del algoritmo y la constante de tiempo T2 de filtrado	4/13,3

6.11 Lista de señales a intercambiar entre el OS y los BSP

Señales enviadas por los BSP

- Potencia activa generada o consumida por las unidades físicas incluidas en el BSP calculada por el BSP (TPout).
- Indicador fuente Pout utilizada por el BSP (TPoutSEL 0=SRS / 1=BSP)
- Suma de los límites reales superiores de sus unidades físicas en estado de regulación ON (LIMSUP). Se entiende como límites reales los límites alcanzables por cada unidad cumpliendo los requisitos de velocidad de respuesta del servicio de regulación secundaria.
- Suma de los límites reales inferiores de sus unidades físicas en estado de regulación ON (LIMINF). Se entiende como límites reales los límites alcanzables por cada unidad cumpliendo los requisitos de velocidad de respuesta del servicio de regulación secundaria.
- Estado de regulación de cada unidad del BSP.
- Estado de activación o suspensión de su AGC (CASTS 0=ON / 1=OFF).
- Señal que indica si el AGC esta regulando según el algoritmo de la RCP o del SRS (MAGCIND 0= RCP/ 1=SRS).
- Estado que indique el regulador maestro utilizado por el AGC del BSP (MSRSIND 0=CECOEL / 1=CECORE).
- Programa en tiempo real de respaldo PTR_b' calculado por el BSP (TPTR).
- Indicador fuente de PTR utilizada por el BSP (TPTRSEL 0=SRS / 1=BSP)
- Potencia de generación en control en el BSP. (PGC)
- Todas las señales necesarias para funcionar con el sistema transitorio de respaldo RCP, mientras éste esté en funcionamiento.

Señales de control enviadas por el regulador maestro

- Requisito de activación de aFRR (PaFRRset positivo: generación a subir, negativo: generación a bajar)
- Programa en tiempo real PTR calculado por el SRS (PTR)

Señales informativas suministradas por el regulador maestro

- Estado de funcionamiento de la regulación (SRSSTS 0= OFF / 1=ON)

- Modo de funcionamiento del SRS (SRSMOD 0=NORMAL / 1=FRECUENCIA / 2=MANUAL / 3=FROZEN)
- Centro de Control Maestro (SRRmaster 0= CECOEL / 1=CECORE)
- Número de ciclos ejecutados en el cuarto de hora en curso por el SRS (*TCALONSRS*).
- Frecuencia programada en el sistema interconectado europeo f_s (*Foffdes*)
- Frecuencia medida por el OS f_a (*F*)
- Estado de regulación del BSP (BSPSTS 0= ON / 1=OFF/ 2=OFF REE/ 3=PRUEBA)
- Modo de regulación del BSP (BSPMOD 0= ACTIVO/ 1=INACTIVO/ 2=ERROR/ 3=ALERTA / 4=MALA RESPUESTA/ 5=OFF/ 6=OFF_REE / 7=SIN PARTICIPACION)
- Activación de la energía aFRR (*Ptarget* positivo: necesidad de generación a subir, negativo: necesidad de generación a bajar)
- Potencia activa generada o consumida por las unidades incluidas en el BSP calculada por el SRS (*Pout*)
- Indicador fuente de *Pout* utilizada por SRS (*PoutSEL* 0=SRS / 1 =BSP)
- Indicador de fuente de PTR utilizada por SRS (*PTRSEL* 0=SRS / 1=BSP)
- Potencia de regulación secundaria entregada por el BSP (*PaFRR* positivo: generación a subir, negativo: generación a bajar)
- Reserva disponible a subir en el LMOL del QH actual (*REOFUP*)
- Reserva disponible a bajar en el LMOL del QH actual (*REOFDW*)
- Suma de los límites superiores de las unidades físicas del BSP *b* en estado de regulación ON calculado por el SRS (*PGCSUP*).
- Suma de los límites inferiores de las unidades físicas del BSP *b* en estado de regulación ON (*PGCINF*).
- Programa de intercambio neto con Francia (*NSIF*)
- Desvío de intercambio neto filtrado por las interconexiones España- Francia (*CNSIF*)
- Programa de intercambio neto con Portugal (*NSIP*)
- Desvío de intercambio neto filtrado por las interconexiones España - Portugal (*CNSIP*)
- Señales correspondientes a la liquidación del servicio
- Programa de intercambio con Marruecos (*NSIM*)
- Desvío de intercambio con Marruecos(*NIDM*)
- Banda de tolerancia del seguimiento del BSP (*BTOL*)
- Límite superior del canal de respuesta admisible (*CANALTP*)
- Límite inferior del canal de respuesta admisible (*CANALBP*)
- Umbral de mala respuesta del BSP (*ATSRS*)

7 Mecanismos de respaldo y emergencia

La provisión del servicio de regulación secundaria es de vital importancia para garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico, por lo que resulta fundamental desarrollar mecanismos de respaldo que garanticen la disponibilidad de este servicio ante eventuales fallos del sistema SRS. Durante la fase I, aún sin conexión a la plataforma PICASSO, se establecerán los siguientes:

7.1 Redundancia del Regulador maestro

La aplicación SRS se ejecutará en paralelo en los dos sistemas de control del OS CECOEL y CE-CORE. Al igual que en la actualidad, los BSP tendrán la obligación de tener duplicado el intercambio de señales con ambos centros de control. El regulador maestro tendrá la posibilidad de transferir la regulación al sistema de control de respaldo, y viceversa, para garantizar la continuidad del servicio ante fallo en uno de los dos centros de control que impida el funcionamiento normal de SRS.

7.2 Uso del LMOL de respaldo

El sistema de control tendrá cargada con suficiente antelación una primera versión del LMOL construido con las ofertas de respaldo referidas en el apartado 5.1. En caso de que se produzcan fallos que impidan el uso del LMOL definitivo por parte del Regulador Maestro, el sistema de control utilizará el LMOL construido con las ofertas de respaldo como entrada al algoritmo de asignación de ofertas de energía aFRR. Los BSP deberán seguir las consignas PaFRRset, como en cualquier otra situación. A través de las señales en tiempo real REOFUP y REOFDW podrán conocer en todo momento los volúmenes de sus ofertas con los que cuenta el Regulador Maestro (independientemente de si su origen es el LMOL definitivo o LMOL de respaldo). El OS informará en tiempo real a los BSP de si se está utilizando el LMOL de respaldo.

7.3 Duplicidad de las señales PTR y Pout

Las señales de PTR y Pout son las señales fundamentales para el correcto seguimiento de la respuesta de regulación secundaria, por lo que es necesario que su cálculo sea duplicado.

Tanto la señal de PTR como la señal de Pout serán calculadas y compartidas en tiempo real entre los sistemas de control del OS y los BSP.

El OS informará en tiempo real a los BSP de la señal de PTR y Pout con la que se está efectuando el seguimiento de la respuesta y posterior liquidación del servicio.

Los BSP informarán en tiempo real al OS de la señal de PTR y Pout utilizada en sus AGC.

7.4 Convivencia temporal entre SRS y RCP

Debido a la criticidad del servicio de regulación secundaria para la seguridad del sistema eléctrico español peninsular, **de forma temporal** se mantendrá la posibilidad de conmutar al sistema RCP en caso de fallo no previsto del sistema SRS. Una vez comprobada la robustez del sistema SRS durante un tiempo prudencial, este mecanismo de respaldo desaparecerá.

Para facilitar la conmutación, los BSP deberán seguir calculando y enviando durante este período transitorio las señales de programa del BSP en escalón (PTA/NSI) que será utilizado por la RCP y el desvío NID respecto a dicho programa.

A continuación, se definen los criterios generales para la conmutación:

- Una vez confirmada la necesidad de volver al sistema de la RCP, el OS informará a los proveedores a través de los centros de control. El OS informará a los proveedores con la máxima antelación posible si considera probable que será necesario realizar este cambio (preaviso).
- El tiempo máximo para conmutar a la RCP será de 15 minutos, si bien el OS podría establecer un tiempo superior en coherencia con la situación del momento y las necesidades de coordinación con los proveedores disponibles.

- Salvo que el OS indique lo contrario, en todo momento será necesario que al menos los proveedores asignados en el mercado de reserva envíen las ofertas obligatorias al mercado de energía (ofertas de respaldo y ofertas finales).

La secuencia de conmutación se realizará arrancando la RCP en el centro de control de respaldo (CECORE), mientras se sigue ejecutando SRS en el centro de control principal. Durante este proceso, las señales de rol intercambiadas con los BSP se mantendrán inalteradas:

- **RCPSRS = 1** (regulación en SRS).
- **SRSMASTER = 0** (regulación en CECOEL)
- **RCPMASTER**: No aplica al estar regulando en SRS.

Una vez completado el proceso de arranque de la RCP en el centro de control de respaldo, se modificarán las señales de rol para efectuar la conmutación:

- **RCPMASTER = 1** (regulación en CECORE)
- **RCPSRS = 0** (regulación en RCP, instante a partir del cual los BSP deben pasar a regular en modo RCP atendiendo a las señales de CECORE)
- **SRSMASTER**: No aplica al estar regulando en RCP.

La conmutación requerirá que los AGC de los proveedores pasen a regular atendiendo a la señal de la RCP. Cada BSP podrá mantener la señal CASTS en 0 (estado del AGC ON) o pasar a 1 (estado del AGC OFF) dependiendo de sus necesidades durante la conmutación. Una vez hecha la conmutación, cada BSP regulando en la RCP enviará las señales MRCPIND=1 (CECORE), AGCIND=0 (RCP).

La vuelta a SRS se realizará siguiendo los mismos principios que en la conmutación de SRS a RCP.

El funcionamiento de la RCP atenderá al procedimiento actual, cuyos criterios principales se resumen a continuación:

- El seguimiento de la respuesta de los proveedores en la RCP se realizará para las UP habilitadas en el servicio de regulación secundaria, al igual que para SRS.
- El ACE de cada BSP se calculará atendiendo a la expresión actual:

$$ACE = \frac{1}{G} \cdot NID + MCRRFREC$$

Donde:

NID es el desvío de potencia respecto a programa del BSP (PTA: solo UP habilitadas, y programa en escalón).

G es el factor de atenuación del desvío (se mantiene el valor de 5 a efectos del paso a RCP).

MCRRFREC es la contribución requerida a la regulación del proveedor.

- Los coeficientes de participación de cada uno de los proveedores atenderán a los requerimientos de reserva de regulación secundaria global del sistema para cada periodo de programación cuarto-horario. Estos coeficientes de respaldo serán simétricos (iguales en las activaciones a subir y activaciones a bajar) y serán calculados según lo descrito en el apartado 4.5.
- Será necesario que los proveedores calculen y envíen su programa de intercambio (PTA) de unidades habilitadas, que será utilizado por la RCP y el desvío NID frente al programa.
- No se aplicarán rampas a los cambios de programa de intercambio de los proveedores.
- La liquidación de la energía de regulación secundaria, junto con las posibles penalizaciones y bonificaciones se mantiene igual que hasta la implantación de SRS.
- La liquidación del desvío a nivel del BRP se mantiene igual que hasta la implantación de SRS, es decir, la posición final de los proveedores de secundaria no tendrá en cuenta ningún tipo de ajuste por rampas de seguimiento de programa.
- La aplicación RCP se mantendrá redundante en CECOEL y CECORE.

7.5 Parámetros utilizados en la RCP

Se indican a continuación los parámetros y constantes que utiliza el regulador maestro cuando este se encuentre regulando en el sistema RCP.

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.

NOMBRE	DESCRIPCIÓN	VALOR
Parámetros generales		
B	Constante de BIAS de España (MW/Hz)	Anualmente es indicado por ENTSO-E
G	Factor de atenuación del desvío de zona	5
$\Delta 1$	Constante de decremento de los factores de corrección	0,13
$\Delta 2$	Constante de incremento de los factores de corrección	0,89
NIDLIM	Valor máximo admitido del desvío de programa de la zona de regulación	+/- 3000 MW
Modos de funcionamiento		
CBLIM	Ciclos para paso a modo Control Block Península	30 ciclos
NTOLIM	Tiempo muerto hasta paso a modo Suspendido	600 segundos
OTOLIM	Tiempo muerto hasta paso a OFF	160 s
MFF	Desvío de frecuencia para paso a modo Frozen	200 mHz
MFT	Segundos para paso a modo Frozen	60 segundos
UM	Umbral de desvío de frecuencia para paso a modo Frecuencia	300 mHz
BM	Banda muerta del umbral de desvío de frecuencia para paso a modo Frecuencia	50 mHz
Requerimiento total de la regulación peninsular		
DBPRR	Banda muerta del umbral para el cálculo del PRR	0 MW
UMACE	Umbral del error de área para modo permisivo	100 MW
DBACE	Banda muerta del umbral del error de área para modo permisivo	25 MW
Filtrado del desvío de intercambio neto de regulación NIDR		
NFK ₁	Filtro no lineal del NID _R : umbral del acumulador	5
NFK ₂	Filtro no lineal del NID _R : umbral del NID _R	60
NFK ₃	Filtro no lineal del NID _R : ganancia de la integral de NID _R	0,05
NFK ₄	Filtro no lineal del NID _R : ganancia del NID _R	1
Supervisión de respuesta de las zonas de regulación		
T1i	Constante de filtrado de respuesta de zona	100
T2i	Constante de filtrado de error de seguimiento	13,3
K2	Constante para el cálculo del umbral de mala respuesta	7 %
K3	Constante para limitar el valor del error retardado de zona	2
K4	Valor mínimo del umbral de mala respuesta	1
ATDB	Banda muerta del umbral de mala respuesta	10 %
NPK2	Constante para la inicialización del error retardado	1
KD	Umbral del PRR para el cálculo del LPRR	25 MW
KMAX	Máximo de la suma de los factores de participación de las zonas	3
T	Constante de tiempo de filtrado de flujo de potencia activa por interconexión con Francia	13,3 s

7.6 Configuración de respaldo durante la fase II

Aunque este documento tiene como alcance la fase I de implantación, es conveniente señalar que una vez alcanzada la fase II, es decir, con conexión a la plataforma europea PICASSO, la configuración *PICASSO nacional*, correspondiente a la fase I, será precisamente la configuración de respaldo que se utilizará ante desconexión de la plataforma europea debida a cualquier fallo sobrevenido.

8 Programa en Tiempo Real (PTR)

Este capítulo describe la necesidad de establecer un Programa en Tiempo Real (PTR) como metodología para medir en tiempo real la cantidad precisa de aFRR entregada por los BSP.

Este concepto se considera necesario en el contexto del nuevo servicio de regulación secundaria, por los motivos siguientes:

- Cálculo de la energía aFRR entregada en todos los ciclos de control, permitiendo distinguir de la telemida final la energía correspondiente a las asignaciones en mercados previos.
- Seguimiento en tiempo real de la respuesta de los BSP que participen en el servicio de regulación secundaria.
- Realimentación del sistema de control y actualización de las necesidades de aFRR, para su envío a la plataforma PICASSO.
- Cálculos necesarios a efectos de la liquidación del servicio de regulación secundaria.

8.1 Definición

La determinación de la energía aFRR entregada por los proveedores se basa en la comparación de la potencia total entregada con su programa asignado en mercados previos, de acuerdo con lo indicado en el apartado 6.8.1.

Para este propósito, se define Programa en Tiempo Real (PTR) de un proveedor del servicio de regulación secundaria como el programa instantáneo de potencia activa obtenido a partir de la suma de los programas de las unidades de un BSP en los mercados previos al servicio de regulación secundaria, y perfilado en potencia, según las reglas recogidas en este capítulo.

De esta manera, la potencia aFRR entregada se obtiene restando para cada ciclo de control la suma de las telemidas y el PTR:

$$P_{aFRR,b} = P_{out,b} - PTR_b$$

En la Figura 6 se muestra un ejemplo del cálculo de energía aFRR a subir para un BSP de aFRR durante un cambio de periodo de programación QH.

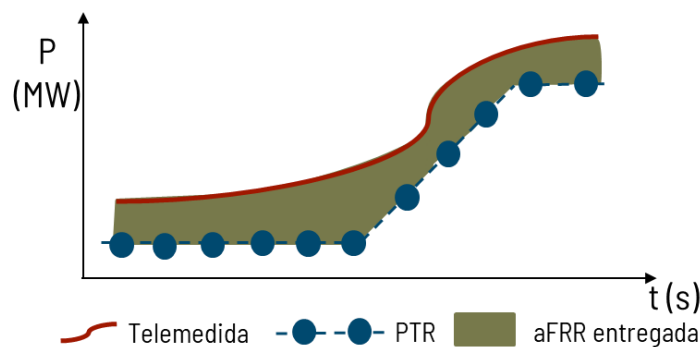


Figura 6. Ejemplo cálculo de aFRR durante un cambio de QH

8.2 Composición y nivel de agregación

El cálculo del PTR se realiza de manera agregada para cada BSP. Esto significa que cada BSP atenderá a una sola señal PTR, que representará la suma de los programas de las unidades que lo componen⁸. Se requiere para ello disponer en tiempo real del programa más actualizado de todas las unidades de programación que constituyen el BSP.

⁸ Ver capítulo 3.

El PTR de cada BSP se calcula a partir de la agregación de los programas de las UP que lo conforman y que incluyen los resultados de todos los mercados previos a la entrega de energía aFRR en tiempo real, que son los siguientes:

- Programas asignados en los mercados diario e intradiarios incluyendo los cambios de programa entre BRP comunicados al OS tras el mercado intradiario continuo.
- Redespachos por restricciones técnicas tras el mercado diario.
- Programas derivados de la asignación de energías de sustitución (RR).
- Programas derivados de la asignación de energía terciaria.
- Redespachos por restricciones técnicas en tiempo real.
- Redespachos originados por indisponibilidades y desvíos comunicados⁹

Los programas derivados de los mercados mencionados en la sección anterior se encuentran desglosados por UP. Para calcular el PTR, es necesario agregar los programas de todas las UP que formen parte del BSP:

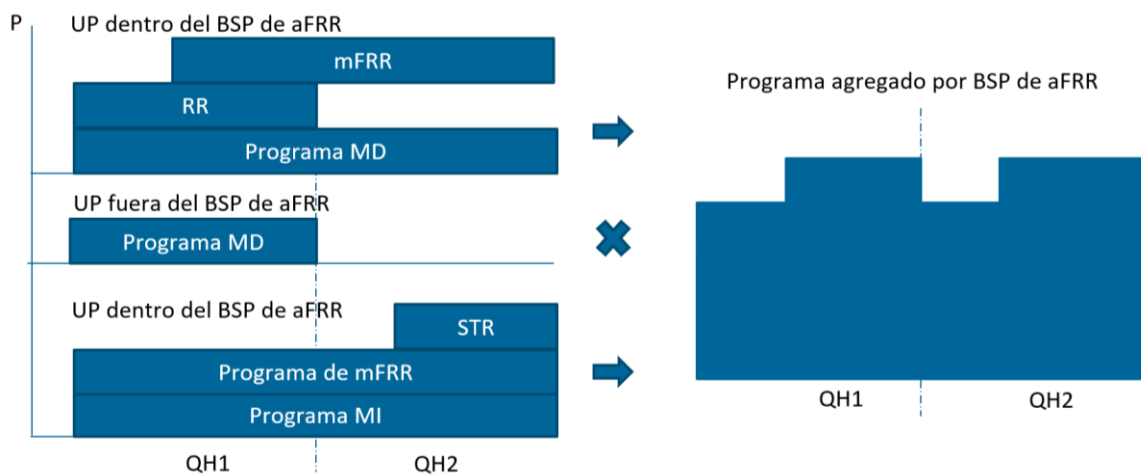


Figura 7. Agregación de programas por BSP

8.3 Información para el cálculo del PTR

e-SIOS pondrá a disposición de los proveedores la información necesaria para que cada proveedor pueda calcular su PTR, en forma de ficheros que se dividen en tres categorías según su contenido (mensaje-tipo):

Categoría 1. Programa Base Agregado (PBA) incluido en el [mensaje pbabspafrr](#).

Categoría 2. Asignaciones de mFRR (PC2) incluido en el [mensaje pc2bspafrr](#).

Categoría 3. Programas de restricciones técnicas en tiempo real (PC3) incluido en el [mensaje pc3bspafrr](#).

En el documento de *Intercambio de información con el OS* se incluyen ejemplos y detalles sobre estos mensajes.

8.3.1 Categoría 1. Programa Base Agregado (PBA)

En esta categoría se engloban las asignaciones de los siguientes mercados:

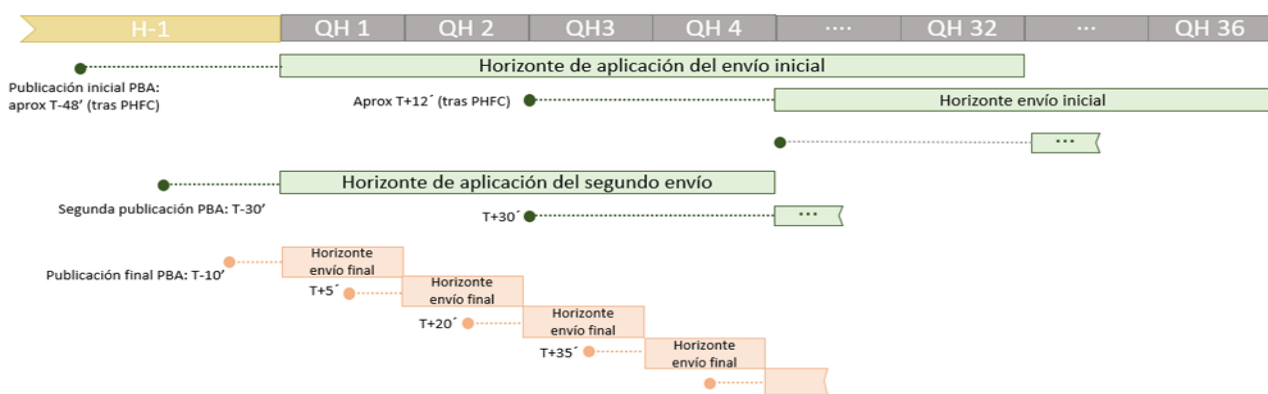
⁹ Siempre que sean comunicados antes de 10 minutos previos al QH y que apliquen a un periodo de validez QH completo que no pueda ser gestionado en mercados intradiarios. Si bien se tendrán en cuenta para el cálculo del PTR, no computarán como redespacho a nivel de cálculo de los desvíos del BRP asociado al BSP que comunica una indisponibilidad/desvío comunicado.

- a) Mercado diario y mercados intradiarios (incluyendo cambios posteriores entre BRP)
- b) Redespachos por restricciones técnicas tras el mercado diario.
- c) Reservas de Sustitución (RR)
- d) Redespachos originados por indisponibilidades y desvíos comunicados¹⁰

Los valores en **potencia** del PBA se publicarán de manera agregada para todas las UP que forman el BSP de aFRR en tres mensajes:

1. Publicación inicial tras la publicación del programa horario final definitivo – PHFC (24 publicaciones al día), con los valores correspondientes a los siguientes 24 periodos QH a partir de la hora siguiente.
2. Segunda publicación en el minuto 30 de cada hora con los valores correspondientes a los 4 periodos QH de la hora siguiente.
3. Publicación final en el minuto 10 previo a cada periodo QH, tras la posible recepción de indisponibilidades o desvíos comunicados y con valores únicamente del siguiente periodo QH.

En la siguiente figura se ilustran las publicaciones asociadas al PBA:



8.3.2 Categoría 2. Asignaciones de mFRR (PC2).

En esta categoría se engloban las asignaciones del mercado de regulación terciaria, tanto de tipo programado como de tipo directo.

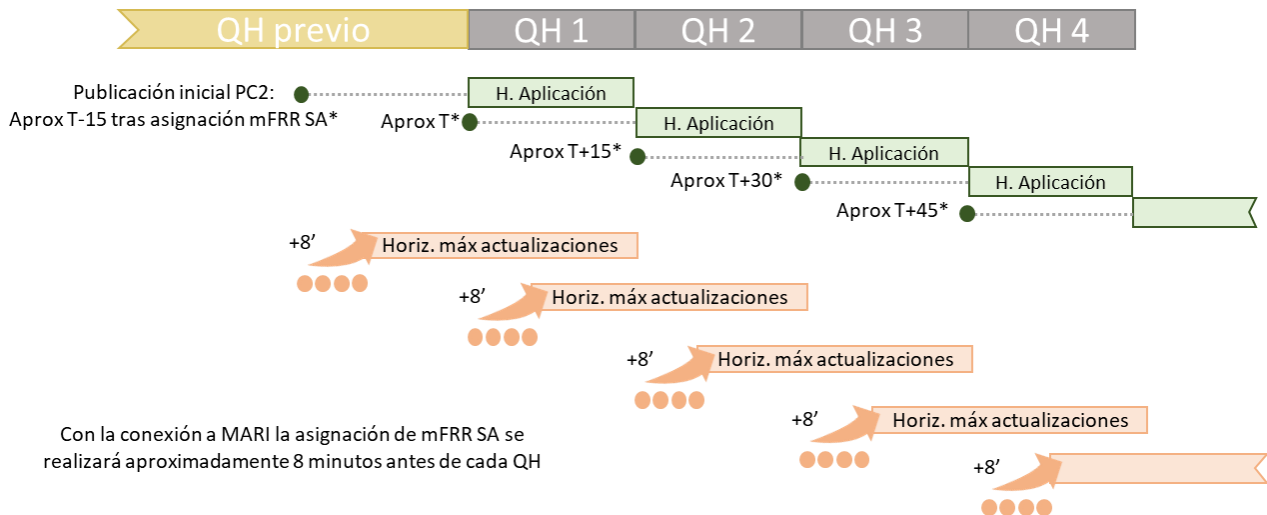
Los valores en potencia de las asignaciones de mFRR (tanto programadas como directas) se publicarán de manera agregada para todas las UP que forman el BSP de aFRR.

Se publicarán los siguientes mensajes asociados a la categoría 2:

1. Una publicación inicial tras la asignación de la terciaria programada y con valores del siguiente QH. En caso de que el BSP no tenga asignaciones de esta categoría, se enviará un programa cero.
2. Cada vez que se produzcan nuevas asignaciones de mFRR. Estas asignaciones aplicarán a un máximo de 2 QH y contendrán únicamente el programa agregado de esta categoría para aquellos BSP de aFRR cuyas UP hayan sido asignadas con mFRR.

En la siguiente figura se ilustran las publicaciones asociadas al PC2:

¹⁰ Siempre que sean comunicados antes de 10 minutos previos al QH y que apliquen a un periodo de validez que no pueda ser gestionado en mercados intradiarios. Si bien se tendrán en cuenta para el cálculo del PTR, no computarán como redespacho a nivel de cálculo de los desvíos del BRP asociado al BSP que comunica una indisponibilidad/desvío comunicado.



8.3.3 Categoría 3. Programas de restricciones técnicas en tiempo real (PC3)

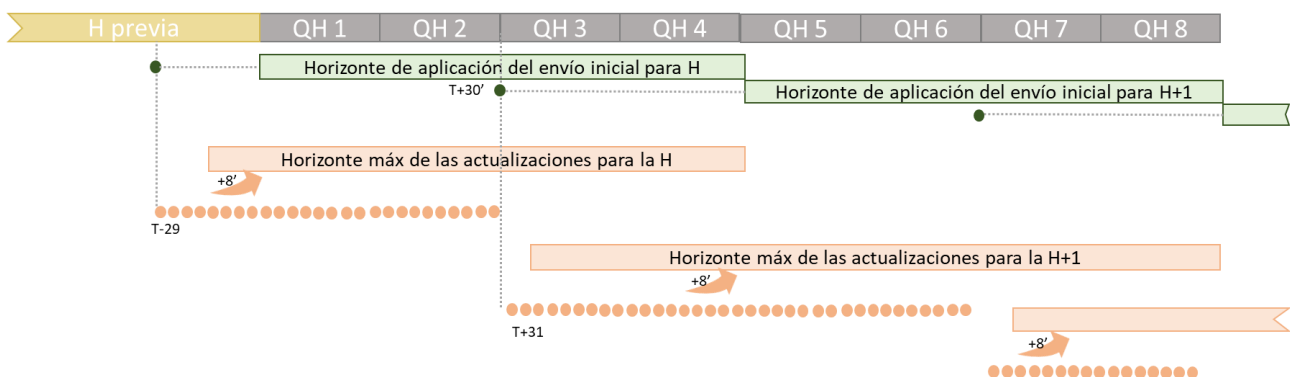
En esta categoría se engloban las asignaciones del mercado de restricciones en tiempo real.

Los valores en potencia de los programas de restricciones técnicas en tiempo real se publicarán de manera agregada para todas las UP que forman el BSP de aFRR.

Se publicarán los siguientes mensajes asociados a la categoría 3:

1. Una publicación inicial en el minuto 30 con valores para los 4 periodos QH de la hora siguiente. En caso de que el BSP de aFRR no tenga asignaciones de esta categoría, se enviará un programa nulo.
2. Cada vez que se produzcan redespachos asociados a restricciones técnicas en tiempo real. Estas asignaciones aplicarán a un máximo de 6 QH y contendrá el programa de todos los proveedores en dicho horizonte. En caso de que el BSP de aFRR no tenga asignaciones de esta categoría, se enviará un programa nulo.

En la siguiente figura se ilustran las publicaciones asociadas al PC3:



8.3.3.1 Programación de redespachos de RRTT en tiempo sin suficiente tiempo de antelación

e-SIOS permite la programación de RRTT en tiempo real en cualquier minuto y para cualquier horizonte, incluso para un horizonte que no dispone de la suficiente antelación como para ser gestionado por la aplicación que convierte estas programaciones en valores rampeados.

Los redespachos de RRTT en tiempo real que se programan con menos de 8 minutos de antelación se incluyen en el mensaje *ProgramaBSPaFRR* a partir del primer minuto gestionable, es decir, al menos 8 minutos desde el momento de la publicación.



¿ $\text{Min}_{\text{prog}} \geq \text{Min}_{\text{publicación}} + 8$?

Sí

No

Min_{prog} en ProgramaBSPaFRR = Min_{prog} eSios

Min_{prog} en ProgramaBSPaFRR = $\text{Min}_{\text{publicación}} + 8$

Ejemplo:



Minuto publicación redespacho: 09:56:30
Minuto programación eSios: **10:00:00**

Mensaje ProgramaBSPaFRR

Minuto publicación ProgramaBSPaFRR < 09:57:00
Minuto programación incluido en ProgramaBSPaFRR **10:04:00**

8.4 Resumen mensajes Programa BSP aFRR

En la tabla se incluye un resumen de los mensajes publicados:

Mensaje	Publicación	Horizonte	Info BSPs
PBA inicial	Con la llegada del PHFC	6 horas: 24 QH (a partir de H+1)	Todos
Segundo PBA	30 min antes de cada hora	60 min: H+1	Todos
PBA final	10 min antes de cada QH	15 min: QH+1	Todos
PC2 inicial	Con la asignación de mFRR programada	15 min: QH+1	Todos
Actualizaciones PC2	Trigger por asignación	Máx 2QH	Solo afectados
PC3 inicial	30 min antes de cada hora	60 min: 4 QH (H+1)	Todos
Actualizaciones PC3	Trigger por asignación	Máx 6QH	Todos

8.5 Cálculo del Programa en Tiempo Real (señal PTR)

A continuación, se describe la metodología que aplicará el OS para, a partir de la aplicación de unas reglas de perfilado a los mensajes *pbabspafrr*, *pc2bspafrr* y *pc3bspafrr* para obtener los valores del PTR en cada ciclo de ejecución del Regulador Maestro:

- Los cambios de potencia para los programas de las tres categorías (PBA, PC2 y PC3) se definen como los minutos de programación del sistema e-SIOS y sirven de referencia para la aplicación de rampas de 10 minutos.
- El inicio de cada rampa es 5 minutos antes del minuto programado en el mensaje correspondiente.

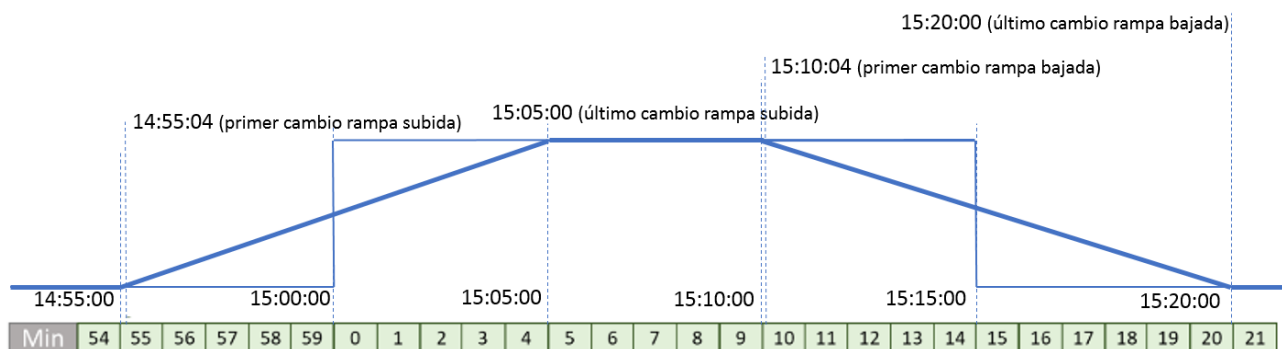
- El final de cada rampa es 5 minutos después del minuto programado en el mensaje correspondiente.
- El inicio de cada rampa coincidirá con el primer ciclo de control dentro del minuto de inicio de rampa (segundo 04).
- El final de cada rampa coincidirá con el segundo 00 del minuto de fin de la rampa.

Se ilustra este concepto a través del siguiente ejemplo:

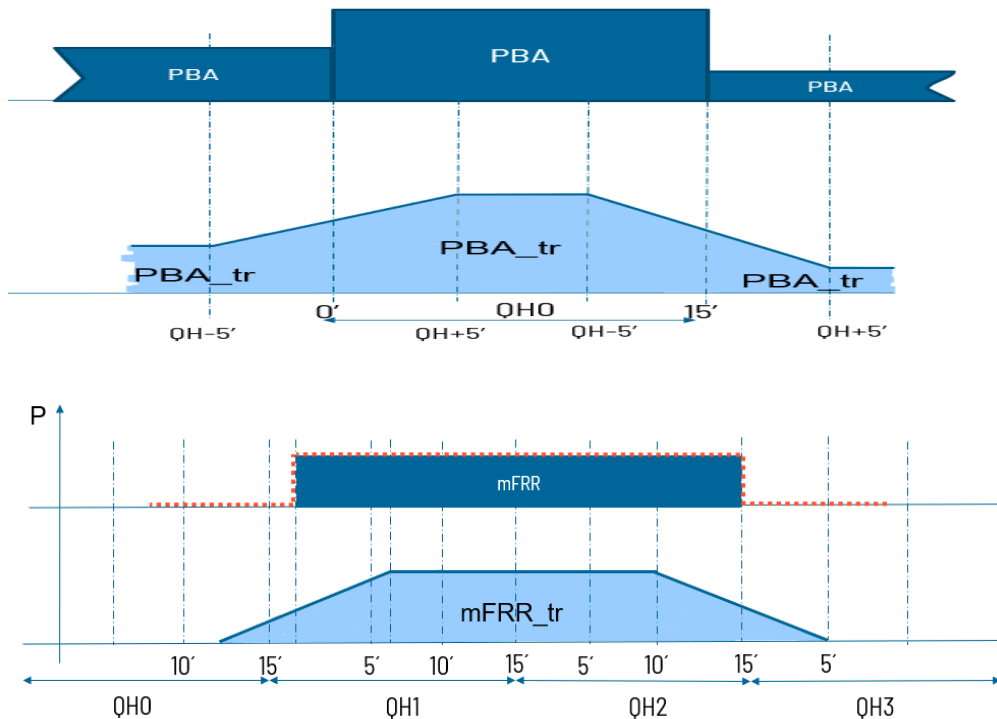
Si partiendo de una programa nulo de mFRR, se programa un mFRR SA de 150 MW para las 15:00-15:15 h, el valor de PTR tendrá los siguientes valores:

Hora	Potencia (MW)
14:54:52	0,0
14:54:56	0,0
14:55:00	0,0
14:55:04	1,0
14:55:08	2,0
...	
15:00:00	75,0
15:00:04	76,0
15:00:08	77,0
...	
15:04:52	148,0
15:04:56	149,0
15:05:00	150,0
15:05:04	150,0
15:05:08	150,0
...	

De forma gráfica:

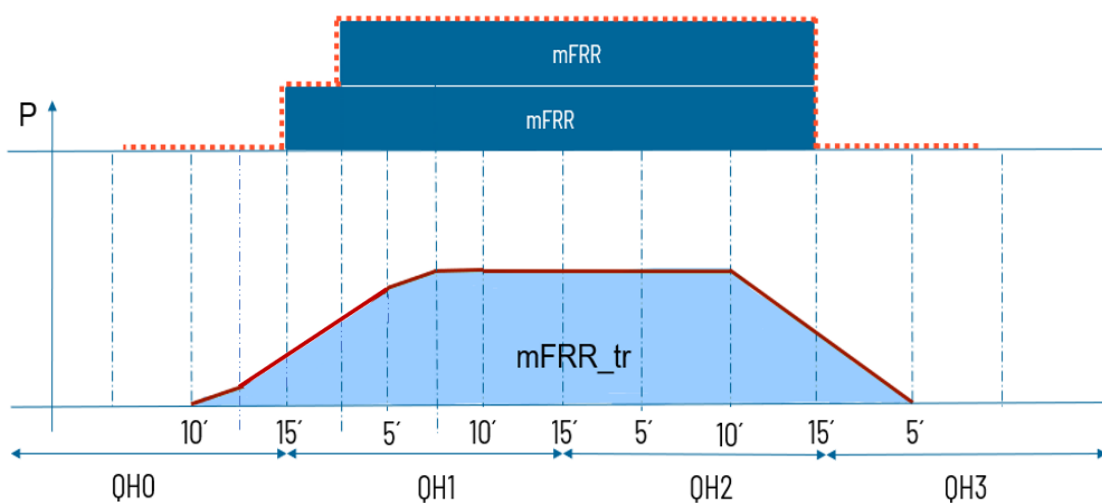


A continuación, se ilustran varios ejemplos sobre la aplicación de las reglas de perfilado:



Si bien los programas de la categoría 1 (PBA) son constantes para cada QH, las categorías 2 y 3 son susceptibles de sufrir actualizaciones en cada minuto. Estas posibles actualizaciones darán lugar a la aplicación de rampas de manera independiente del valor de programa previo hasta el nuevo valor de programa.

En cada ciclo de cálculo, la rampa resultante será la suma de todas las rampas activas en ese ciclo. En el ejemplo de la figura siguiente hay un primer periodo con solo una rampa activa correspondiente a la primera programación de mFRR, un segundo periodo donde hay dos rampas activas (la primera que no ha finalizado y la segunda que ya se ha iniciado, originada por la segunda asignación de mFRR) y un tercer periodo donde ya ha finalizado la primera rampa y todavía sigue activa la segunda.



Finalmente, la señal de Programa en Tiempo Real (PTR) se calcula para cada uno de los BSP como la agregación de los perfiles rampeados de cada una de las tres categorías.

8.5.1 Envío de la señal de PTR

La señal del PTR calculada por el OS se enviará a cada uno de los BSP a través del protocolo de comunicaciones ICCP. Asimismo, los BSP reproducirán el cálculo del PTR de manera independiente y enviarán la señal correspondiente en tiempo real y a través del mismo protocolo al sistema de control del OS.

Los BSP recibirán una señal que indique con qué señal PTR se está efectuando el seguimiento de la respuesta.

8.6 Impacto del seguimiento del PTR en el programa final del BRP

La energía aFRR reconocida a un BSP se calcula teniendo en cuenta su PTR. Por ello, el seguimiento del PTR es obligatorio en todos los periodos de programación en los que un BSP participe en el servicio de regulación secundaria, es decir, aquellos periodos para los que haya enviado ofertas de energía aFRR, independientemente de que éstas sean ofertas obligatorias, ofertas libres u ofertas válidas tanto para el mercado mFRR como aFRR (mFRR BU).

No obstante, en los periodos de programación en los que un BSP no participa en el servicio, es decir, no ha enviado ofertas de energía aFRR, el seguimiento del PTR es opcional. Cada BSP podrá elegir voluntariamente entre las siguientes opciones:

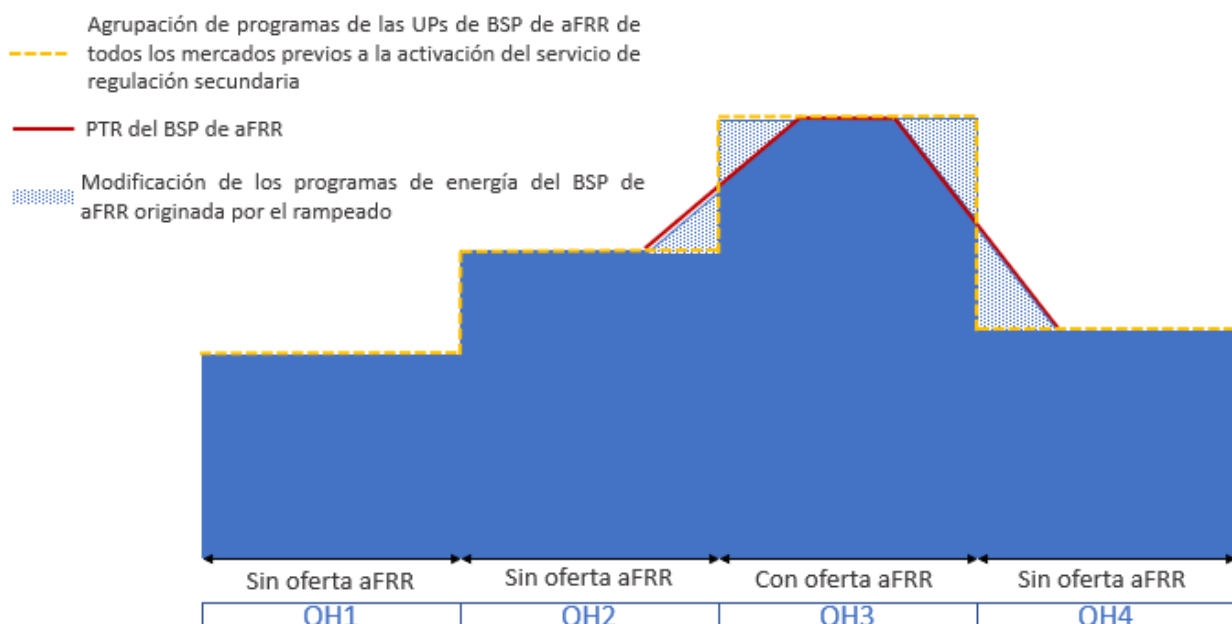
- Opción 1: seguimiento del PTR ligado a la participación en el servicio de regulación secundaria.
- Opción 2: seguimiento del PTR en todos los periodos de programación.

La opción elegida será un dato estructural que aplicará en todos los periodos de programación en los que el BSP no participe en el servicio. El cambio de una opción a otra será comunicado al OS con la suficiente antelación, quien indicará al BSP la fecha de aplicación del cambio, en su caso.

A continuación, se ilustran ambas opciones mediante un ejemplo.

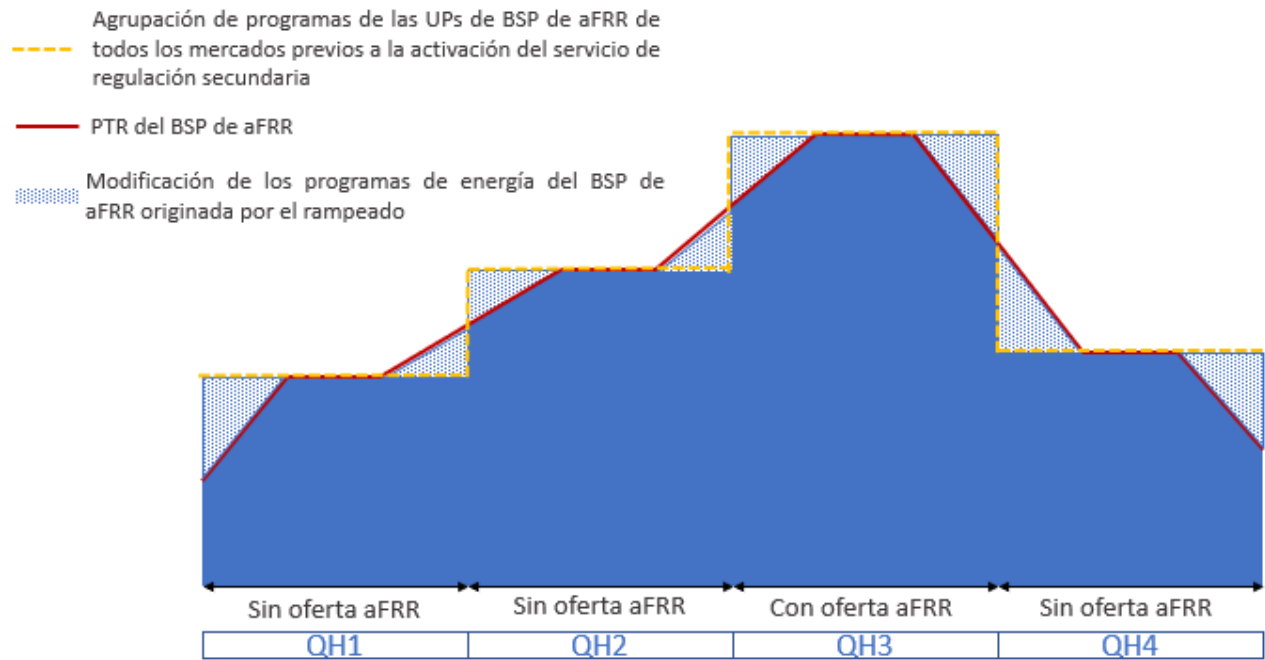
Opción 1. Seguimiento del PTR ligado a la participación en el servicio de regulación secundaria

El BSP debe seguir el PTR únicamente en los QH en los que haya presentado ofertas de energía aFRR, además de los **cinco minutos previos y posteriores** a dichos periodos de programación.



Opción 2: Seguimiento del PTR en todos los periodos de programación

El BSP debe seguir el PTR en todos los periodos de programación.



En la siguiente tabla se muestra los periodos en los que el BSP debe hacer seguimiento del PTR en función de las ofertas enviadas y de la opción elegida

Tipo de QH		Seguimiento del PTR	
Oferta en el QH	Ofertas en los QH anterior y/o posterior	Opción 1	Opción 2
No	No	No sigue el PTR	Sí sigue el PTR
No	Sí	Sí sigue el PTR en los 5 últimos/primeros minutos. No sigue el PTR el resto del periodo	Sí sigue el PTR
Sí	Sí/No	Sí sigue el PTR	Sí sigue el PTR

8.6.1 Impacto del PTR en la magnitud del desvío del BRP

En los periodos de programación en los que un BSP sigue su PTR, ya sea durante todo el periodo o durante los primeros/últimos 5 minutos del periodo de programación, es necesario modificar el programa de su BRP que se utiliza a efectos de la liquidación de los desvíos. De lo contrario, un BSP de aFRR que realizara un seguimiento apropiado en potencia incurriría en posibles desvíos a nivel BRP.

Actualmente el desvío de cada BRP se calcula como:

$$DSV_{BRP} = MEDBC_{BRP} - (POSFIN_{BRP} + AJUDSV_{BRP})$$

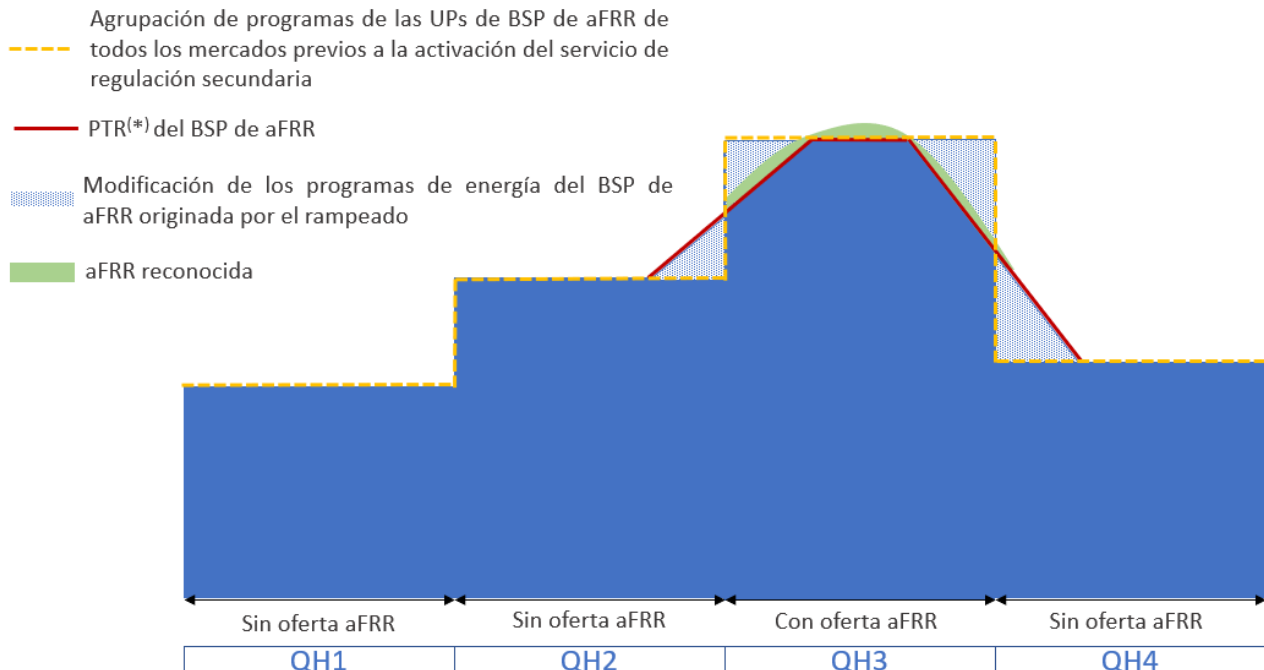
Donde:

- $MEDBC_{BRP}$: Medidas en barras de central del BRP
- $POSFIN_{BRP}$: Posición final del BRP
- $AJUDSV_{BRP}$: Ajuste del desvío del BRP

Desde la implantación del SRS, los periodos de liquidación del desvío (ISP) en los que el BSP siga el PTR, la componente $AJUDSV_{BRP}$ incluirá la modificación de los programas de energía del BSP de aFRR originada por el rampeo.

A continuación, se detalla cómo se van a determinar la componente ajuste del desvío $AJUDSV_{BRP}$ en función de la opción elegida por cada BSP. Para ilustrar el caso se ha tomado como ejemplo un BRP compuesto únicamente por el BSP de aFRR.

Opción 1. Seguimiento del PTR ligado a la participación en el servicio de regulación secundaria



(*) El PRT del BSP de aFRR para el cálculo de la liquidación debe excluir indisponibilidades y desvíos comunicados

- QH1: no han enviado ofertas en el QH ni en los QH anterior ni posterior
 - $AJUDSV_{BRP}: ERTR_{BRP} + EBM_{BRP}$
- QH2/QH4: no han enviado ofertas en el QH pero han enviado ofertas en el QH posterior/anterior y QH3: han enviado ofertas en el QH
 - $AJUDSV_{BRP}: ERTR_{BRP} + EBM_{BRP} + EBA_{BRP} + EPTR_{BRP}$

Donde:

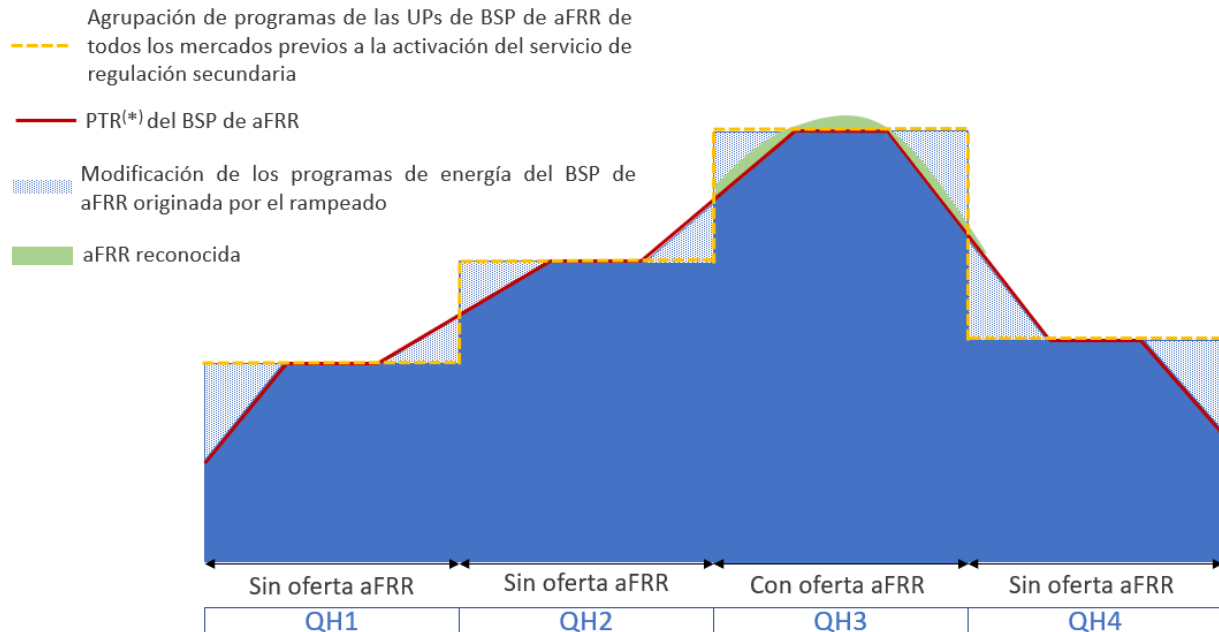
$ERTR_{BRP}$: energía asignada por restricciones técnicas en tiempo real a las UP que componen el BRP

EBM_{BRP} : energía de productos manuales de balance (RR+mFRR) asignadas a las UP que componen el BRP

EBA_{BRP} : energía de productos manuales de automático (aFRR) aceptada al BSP de aFRR

$EPTR_{BRP}$: Modificación de los programas de energía del BSP de aFRR de originada por el rampeado

Opción 2: Seguimiento del PTR en todos los periodos de programación



(*) El PRT del BSP de aFRR para el cálculo de la liquidación debe excluir indisponibilidades y desvíos comunicados

- QH1: no han enviado ofertas en el QH ni en los QH anterior ni posterior
 - $AJUDSV_{BRP}: ERTR_{BRP} + EBM_{BRP} + EPTR_{BRP}$
- QH2/QH4: no han enviado ofertas en el QH pero han enviado ofertas en el QH posterior/anterior
 - $AJUDSV_{BRP}: ERTR_{BRP} + EBM_{BRP} + EBA_{BRP} + EPTR_{BRP}$

9 Modelo liquidatorio

9.1 Liquidación de la reserva aFRR

En este apartado se describen con carácter general los principales aspectos relativos a la liquidación de los mercados de reserva de regulación secundaria.

La remuneración de los mercados de reserva a subir y de reserva a bajar se realizará con dos precios marginales independientes. El rango de precios posible será [0 a 15.000 €/MW].

La asignación de reserva de regulación secundaria a subir a liquidar será la resultante del proceso de asignación (ver 4.3), y será valorada al precio marginal resultante del proceso de asignación de reserva de regulación secundaria a subir, $\lambda MRaFRRUP_q$. De forma independiente, la asignación de reserva de regulación secundaria a bajar a liquidar será la resultante del proceso de asignación (ver 4.3), y será valorada al precio marginal resultante del proceso de asignación de reserva de regulación secundaria a bajar, $\lambda MRaFRRDW_q$.

Los precios marginales de la asignación de reserva de regulación secundaria, que se establecerán para cada período de programación cuartohorario, corresponderán al precio de la última oferta de regulación secundaria que haya sido necesario asignar de forma total o parcial en el correspondiente sentido y periodo de programación cuartohorario, para cubrir los requerimientos de reserva global de regulación secundaria a subir del sistema eléctrico peninsular español, de acuerdo a los criterios establecidos en el apartado 4.3.

9.1.1 Liquidaciones asociadas a los compromisos del mercado de reserva aFRR

9.1.1.1 Incumplimiento en el envío de ofertas de respaldo de energía de regulación secundaria.

A las 20:00 horas, aquellos proveedores que hayan sido asignados en el mercado de reserva de regulación secundaria en uno o varios periodos de programación del día siguiente presentarán al mercado de energía de regulación secundaria una o varias ofertas de respaldo válidas, con un volumen al menos igual a la reserva asignada en dichos periodos.

En caso de que no se cumpla lo expuesto en el párrafo anterior, los proveedores incurrirán en una obligación de pago que se calculará en cada QH y para ambos sentidos de manera independiente (subir/bajar) como:

$$OPRSSRES_{b,q} = [VARaFRRUP_{b,q} - REOFUP, respaldo_{b,q}] \cdot \lambda MRaFRRUP_q \cdot KRES$$

$$OPRSBRES_{b,q} = [VARaFRRDW_{b,q} - REOFDW, respaldo_{b,q}] \cdot \lambda MRaFRRDW_q \cdot KRES$$

Donde:

$VARaFRRUP_{b,q}$ es el volumen asignado de reserva a subir del BSP b en el período q

$REOFUP, respaldo_{b,q}$ es el volumen de ofertas de energía a subir de respaldo del BSP b en el período q

$\lambda MRaFRRUP_q$ es el precio marginal de la reserva aFRR a subir en el período q

$VARaFRRDW_{b,q}$ es el volumen asignado de reserva a bajar del BSP b en el período q

$REOFDW, respaldo_{b,q}$ es el volumen de ofertas de energía a bajar de respaldo del BSP b en el período q

$\lambda MRaFRRDW_q$ es el precio marginal de la reserva aFRR a bajar en el período q

$KRES$ es el coeficiente de incumplimiento en el envío de ofertas de respaldo cuyo valor es de 0,15.

9.1.1.2 Incumplimiento en el envío de ofertas de energía aFRR antes de QH – 25'

Los proveedores que hayan sido asignados en el mercado de reserva de regulación secundaria en uno o varios periodos de programación presentarán al mercado de energía de regulación secundaria una o varias ofertas válidas, con al menos un volumen igual a la reserva asignada en dichos periodos.

En caso de que no se cumpla lo expuesto en el párrafo anterior, los proveedores incurrirán en una obligación de pago que se calculará en cada QH y para ambos sentidos de manera independiente (subir/bajar) como:

$$OPRSS_{b,q} = [VARaFRRUP_{b,q} - REOFUP_{b,q}] \cdot \lambda MRaFRRUP_q \cdot KI$$

$$OPRSB_{b,q} = [VARaFRRDW_{b,q} - REOFDW_{b,q}] \cdot \lambda MRaFRRDW_q \cdot KI$$

Donde:

$VARaFRRUP_{b,q}$ es el volumen asignado de reserva a subir del BSP b en el período q

$REOFUP$ es el volumen de ofertas de energía a subir del BSP b en el período q

$\lambda MRaFRRUP_q$ es el precio marginal de la reserva aFRR a subir en el período q

$VARaFRRDW_{b,q}$ es el volumen asignado de reserva a bajar del BSP b en el período q

$REOFDW_{b,q}$ es el volumen de ofertas de energía a bajar del BSP b en el período q

$\lambda MRaFRRDW_q$ es el precio marginal de la reserva aFRR a bajar en el período q

KI es el coeficiente de incumplimiento en el envío de ofertas cuyo valor es de 1,5.

9.2 Liquidación de la energía aFRR

9.2.1 Principios generales

Los principios generales que se van a aplicar en la liquidación del servicio durante la fase I (nacional) buscan aplicar la misma metodología que se utilizará en la fase II, tras la conexión a la plataforma PICASSO. Esta metodología se basa en la remuneración de la energía aFRR aceptada a través de la aplicación de precios marginales calculados en cada ciclo de control. Durante la fase nacional, los precios marginales serán calculados localmente en función de la escalera local de ofertas de energía aFRR, mientras que, en la fase II, los precios marginales transfronterizos serán calculados por la propia plataforma PICASSO.

Adicionalmente, merece la pena destacar que la metodología y los desarrollos necesarios para la liquidación de la energía aFRR durante la fase nacional se mantendrán como *back up* tras la conexión a la plataforma europea para cubrir escenarios tanto de desconexión local como de indisponibilidad global de PICASSO.

9.2.2 Ámbito de aplicación

La liquidación de la energía aFRR aplicará exclusivamente a los periodos en los que haya una participación del BSP en el servicio de regulación secundaria, es decir, aquellos periodos de programación en los que el BSP tenga ofertas de energía aFRR válidas, junto con los cinco minutos posteriores a dichos periodos de programación (para tener en cuenta la energía aFRR de desactivación).

9.2.3 Energía aFRR aceptada en cada ciclo de control

La aportación de potencia de regulación secundaria a subir o a bajar por cada BSP se calculará en cada ciclo de control, cada 4 segundos, como se especifica en el apartado 6.8.2.

Sin embargo, no toda la energía correspondiente a dicha potencia será remunerada, apareciendo así el concepto de **energía aFRR aceptada**, cuyo volumen sí será remunerado.

La energía de regulación secundaria aceptada, cuyo volumen es remunerado, es la energía de regulación secundaria entregada en aquellos periodos de programación con ofertas válidas de energía de regulación secundaria o durante los cinco minutos posteriores a la última activación, siempre y cuando el proveedor se encuentre en modo activo, error o modo alerta si su aportación se realiza en sentido favorable al sentido que solicita el regulador maestro.

En ningún caso se aceptará la energía de regulación secundaria entregada cuando el proveedor se encuentre en estado OFF o OFF_REE. Tampoco se aceptará la energía de regulación secundaria entregada cuando el proveedor se encuentre en modo sin participación, modo inactivo, modo mala respuesta o modo alerta si su aportación se realiza en sentido contrario al sentido que solicita el regulador maestro.

- La potencia de regulación secundaria entregada a subir es aceptada en cada ciclo de control según las siguientes condiciones y expresiones:

$$\begin{cases} PaFRR_{acepUP_{b,t}} = |PaFRR_{b,t}|, & \text{si } PaFRR_{b,t} \leq \max(PaFRR_{dese_{b,t}}, PaFRR_{respe_{b,t}}) \\ PaFRR_{acepUP_{b,t}} = |\max(PaFRR_{dese_{b,t}}, PaFRR_{respe_{b,t}}, 0)|, & \text{si } PaFRR_{b,t} > \max(PaFRR_{dese_{b,t}}, PaFRR_{respe_{b,t}}) \end{cases}$$

- La potencia de regulación secundaria entregada a bajar es aceptada en cada ciclo de control según las siguientes condiciones y expresiones:

$$\begin{cases} PaFRR_{acepDW_{b,t}} = |PaFRR_{b,t}|, & \text{si } PaFRR_{b,t} \geq \min(PaFRR_{dese_{b,t}}, PaFRR_{respe_{b,t}}) \\ PaFRR_{acepDW_{b,t}} = |\min(PaFRR_{dese_{b,t}}, PaFRR_{respe_{b,t}}, 0)|, & \text{si } PaFRR_{b,t} < \min(PaFRR_{dese_{b,t}}, PaFRR_{respe_{b,t}}) \end{cases}$$

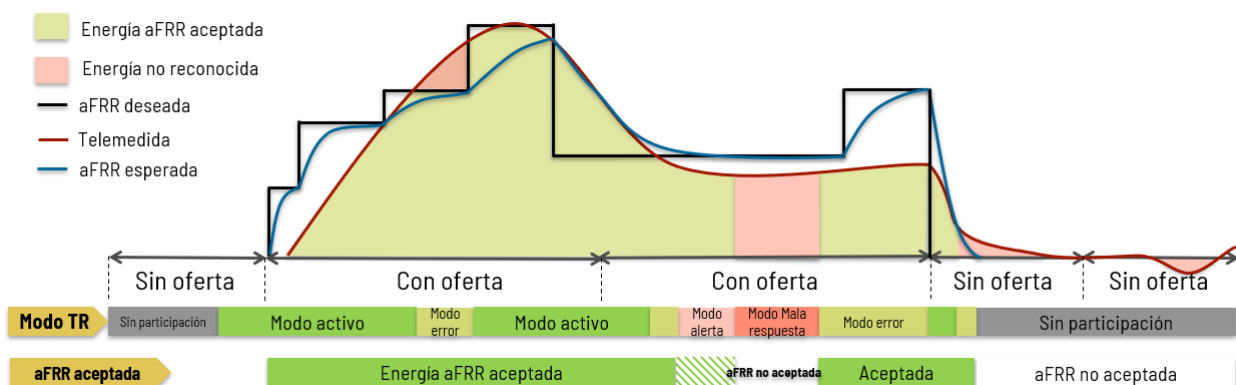
Donde:

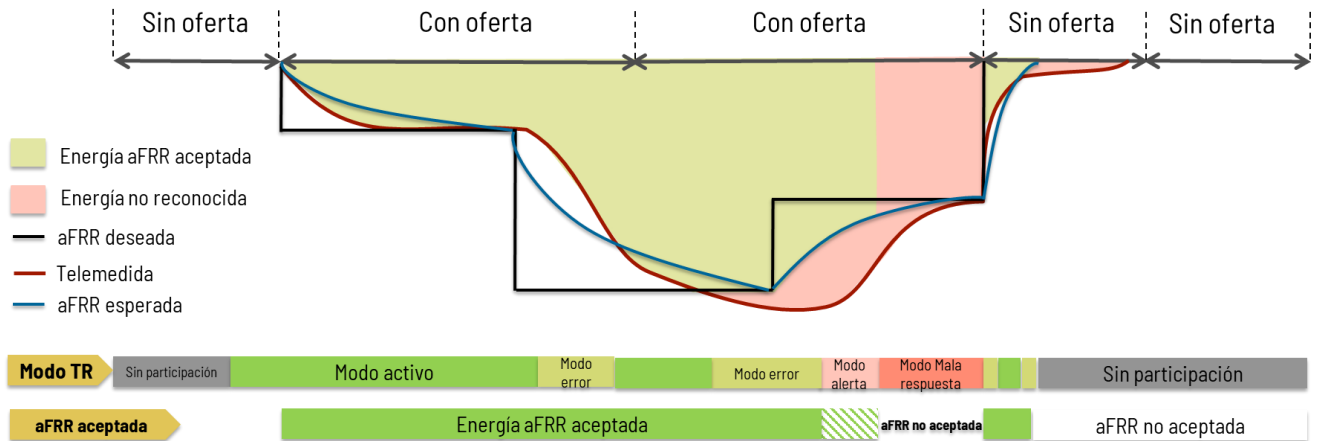
$PaFRR_{b,t}$ es la potencia aFRR entregada por el BSP b en el período t. Cálculo descrito en 6.8.2.

$PaFRR_{dese_{b,t}}$ es la potencia aFRR deseada por el BSP b en el período t. Cálculo descrito en 6.8.

$PaFRR_{respe_{b,t}}$ es la potencia aFRR esperada por el BSP b en el período t. Cálculo descrito en 6.8.3.

A continuación, se muestran dos ejemplos de energía aFRR aceptada, uno para cada sentido:





9.2.4 Aplicación de precios a la energía aFRR reconocida

La energía aFRR aceptada en cada ciclo de control será liquidada con un precio marginal obtenido a partir de la escalera local de ofertas de energía aFRR:

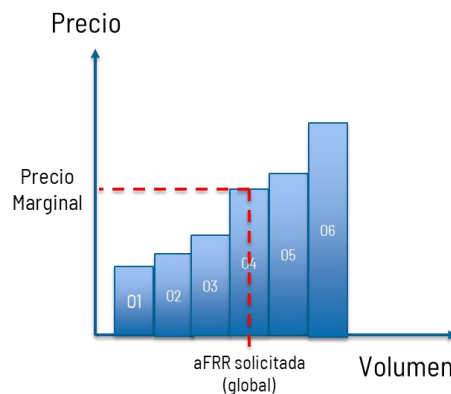


Figura 8. Ejemplo de escalera de ofertas de aFRR.

El rango de precios posible para la energía aFRR a subir y bajar vendrá determinado por el rango admitido en las ofertas de energía aFRR indicado en el apartado 5.3.

Debido a la propia dinámica de activación de la regulación secundaria (retrasos, desactivaciones, etc.), podrán existir diferencias entre la energía aFRR deseada y la energía aFRR aceptada, lo que da lugar a que en algunas ocasiones sea necesario utilizar el precio de cada oferta aceptada para garantizar el precio más ventajoso para el BSP entre el precio ofertado y el precio marginal.

El precio aplicado a la energía de regulación secundaria reconocida en cada ciclo de control a cada bloque de oferta de un BSP, $\lambda Liq aFRR_{t,bl}$, será:

- En sentido positivo (aFRR a subir): se aplica el máximo entre el precio marginal a subir calculado para ese ciclo de control, $\lambda ME aFRR UP_t$, y el precio de su oferta en el QH correspondiente.
- En sentido negativo (aFRR a bajar): se aplica el mínimo entre el precio marginal calculado para ese ciclo de control, $\lambda ME aFRR DW_t$, y el precio de su oferta en el QH correspondiente.

A la energía de regulación secundaria entregada durante los cinco minutos posteriores a la última activación, el precio aplicado, $\lambda Liq aFRR_{t,bl}$, será:

- En sentido positivo (aFRR a subir): se aplica el máximo entre el precio marginal a subir calculado para ese ciclo de control, $\lambda MEaFRRUP_t$, y el precio de su oferta correspondiente a la última activación.
- En sentido negativo (aFRR a bajar): se aplica el mínimo entre el precio marginal calculado para ese ciclo de control, $\lambda MEaFRRDW_t$, y el precio de su oferta correspondiente a la última activación.

9.2.5 Cálculo de los derechos de cobro y obligaciones de pago

Los precios y energías a liquidar a cada BSP se calculan cada ciclo de control (4 segundos). Posteriormente se agregan por cuarto de hora:

- Liquidación de la energía de regulación secundaria a subir liquidada a un BSP b en el cuarto de hora q

$$ESECS_{b,q} = \sum_{t=1}^N \sum_{bl=1}^{BL} PaFRRacepUP_{b,t,bl} \cdot \frac{1}{3600/T}$$

$$PMSECS_{b,q} = \frac{\sum_{t=1}^N \sum_{bl=1}^{BL} PaFRRacepUP_{b,t,bl} \cdot \frac{1}{3600/T} \cdot \lambda LiqaFRR_{t,bl}}{\sum_{t=1}^N \sum_{bl=1}^{BL} PaFRRacepUP_{b,t,bl} \cdot \frac{1}{3600/T}}$$

- La liquidación de la energía regulación secundaria a bajar liquidada a un BSP b en el cuarto de hora q

$$ESECB_{b,q} = \sum_{t=1}^N \sum_{bl=1}^{BL} PaFRRacepDW_{b,t,bl} \cdot \frac{1}{3600/T}$$

$$PMSECB_{b,q} = \frac{\sum_{t=1}^N \sum_{bl=1}^{BL} PaFRRacepDW_{b,t,bl} \cdot \frac{1}{3600/T} \cdot \lambda LiqaFRR_{t,bl}}{\sum_{t=1}^N \sum_{bl=1}^{BL} PaFRRacepDW_{b,t,bl} \cdot \frac{1}{3600/T}}$$

Donde:

$ESECS_{b,q}$ es la energía de regulación secundaria liquidada a subir por el BSP b en el período q

$PMSECS_{b,q}$ es el precio medio cuartohorario de energía de regulación secundaria a bajar del BSP b en el período q

$PaFRRacepUP_{b,t}$ es la potencia aFRR aceptada a subir del BSP b en el período t

$ESECB_{b,q}$ es la energía de regulación secundaria liquidada a bajar por el BSP b en el período q

$PMSECB_{b,q}$ es el precio medio cuartohorario de energía de regulación secundaria a bajar del BSP b en el período q

$PaFRRacepDW_{b,t}$ es la potencia aFRR aceptada a bajar del BSP b en el período t

$\lambda LiqaFRR_{t,bl}$ es el precio de liquidación de la energía a en el período t en el bloque bl

T es el ciclo de control del Regulador Maestro (4 segundos),

N son los 225 ciclos de control comprendidos dentro del cuarto de hora q

bl es el número de bloques de la oferta

La posibilidad de que se oferten volúmenes a subir a precios negativos implica que importes asociados a las energías a subir y a bajar puedan ser tanto un derecho de cobro como una obligación de pago.

9.2.6 Liquidaciones asociadas al seguimiento de la respuesta

Se establecen tres posibles incumplimientos asociados al correcto seguimiento del servicio de regulación secundaria en tiempo real y la provisión de energía de regulación secundaria.

9.2.6.1 Incumplimiento por permanencia del BSP en estado OFF

Los proveedores deben permanecer en estado ON, al menos durante los siguientes periodos:

- Periodos de programación con ofertas válidas de energía de regulación secundaria.
- Los cinco primeros minutos de un periodo de programación sin ofertas válidas, que sean posteriores a un periodo de programación con ofertas válidas de energía de regulación secundaria.

En caso de que no se cumpla lo expuesto en el párrafo anterior, la energía cuartohoraria incumplida y el precio cuartohorario del incumplimiento se calcularán, para cada sentido (subir y bajar), de acuerdo con las siguientes fórmulas:

Cuando $P_{target} > 0$

$$EOFFS_{b,q} = \sum_{t=1}^N REOFUP_{b,q} \cdot \frac{1}{3600/T}$$

$$POFFS_{b,q} = KOFF \cdot \frac{\sum_{t=1}^N REOFUP_{b,q} \cdot \frac{1}{3600/T} \cdot |\lambda MEaFRRUP_t|}{\sum_{t=1}^N REOFUP_{b,q} \cdot \frac{1}{3600/T}}$$

Cuando $P_{target} < 0$

$$EOFFB_{b,q} = \sum_{t=1}^N REOFDW_{b,q} \cdot \frac{1}{3600/T}$$

$$POFFB_{b,q} = KOFF \cdot \frac{\sum_{t=1}^N REOFDW_{b,q} \cdot \frac{1}{3600/T} \cdot |\lambda MEaFRRDW_t|}{\sum_{t=1}^N REOFDW_{b,q} \cdot \frac{1}{3600/T}}$$

Donde:

P_{target} es la señal de activación de energía aFRR en la entrada al algoritmo local de casación.

$REOFUP_{b,q}$ es el volumen de ofertas de energía a subir del BSP b en el período q

$REOFDW_{b,q}$ es el volumen de ofertas de energía a bajar del BSP b en el período q

$\lambda MEaFRRUP_t$ es el precio marginal a subir de la energía aFRR en el período t

$\lambda MEaFRRDW_t$ es el precio marginal a bajar de la energía aFRR en el período t

T es el ciclo de control del Regulador Maestro (4 segundos),

N son los 225 ciclos de control comprendidos dentro del cuarto de hora q

KOFF es el coeficiente de corrección por permanencia en OFF cuyo valor es 1,5.

Este incumplimiento no aplica en el caso del que el BSP permanezca en modo OFF por orden del OS.

9.2.6.2 Incumplimiento por respuesta inadecuada

Los proveedores que se encuentren en modo inactivo, modo mala respuesta o en el modo alerta si su aportación se realiza en sentido contrario al sentido que solicita el regulador maestro, la energía cuartohoraria incumplida y el precio cuartohorario del incumplimiento se calcularán, para cada sentido (subir y bajar), de acuerdo con las siguientes fórmulas:

Cuando $P_{target} > 0$

$$ERIS_{b,q} = \sum_{t=1}^N \min(|PaFRR_{espe_{b,t}} - PaFRR_{b,t}|, |PaFRR_{espe_{b,t}}|) \cdot \frac{1}{3600/T}$$

$$PRIS_{b,q} = KRI \cdot \frac{\sum_{t=1}^N \min(|PaFRR_{espe_{b,t}} - PaFRR_{b,t}|, |PaFRR_{espe_{b,t}}|) \cdot \frac{1}{3600/T} \cdot |\lambda MEaFRRUP_t|}{\sum_{t=1}^N \min(|PaFRR_{espe_{b,t}} - PaFRR_{b,t}|, |PaFRR_{espe_{b,t}}|) \cdot \frac{1}{3600/T}}$$

Cuando $P_{target} < 0$

$$ERIB_{b,q} = \sum_{t=1}^N \min(|PaFRR_{espe_{b,t}} - PaFRR_{b,t}|, |PaFRR_{espe_{b,t}}|) \cdot \frac{1}{3600/T}$$

$$PRIB_{b,q} = KRI \cdot \frac{\sum_{t=1}^N \min(|PaFRR_{espe_{b,t}} - PaFRR_{b,t}|, |PaFRR_{espe_{b,t}}|) \cdot \frac{1}{3600/T} \cdot |\lambda MEaFRRDW_t|}{\sum_{t=1}^N \min(|PaFRR_{espe_{b,t}} - PaFRR_{b,t}|, |PaFRR_{espe_{b,t}}|) \cdot \frac{1}{3600/T}}$$

Donde:

$ERIS_{b,q}$ es la energía cuartohoraria incumplida a subir en el periodo q.

$ERIB_{b,q}$ es la energía cuartohoraria incumplida a bajar en el periodo q.

$PRIS_{b,q}$ es el precio cuartohorario de la energía incumplida a subir en el periodo q.

$PRIB_{b,q}$ es el precio cuartohorario de la energía incumplida a bajar en el periodo q.

$PaFRR_{b,t}$ es la potencia aFRR entregada por el BSP b en el período t. Cálculo descrito en 6.8.2.

$PaFRR_{espe_{b,t}}$ es la potencia aFRR esperada por el BSP b en el período t. Cálculo descrito en 6.8.3.

$\lambda MEaFRRUP_t$ es el precio marginal a subir de la energía aFRR en el período t

$\lambda MEaFRRDW_t$ es el precio marginal a bajar de la energía aFRR en el período t

T es el ciclo de control del Regulador Maestro (4 segundos),

N son los 225 ciclos de control comprendidos dentro del cuarto de hora q

KRI es el coeficiente de corrección por respuesta inadecuada cuyo valor es 1,5.

9.2.6.3 Incumplimiento por reserva insuficiente en tiempo real

En aquellos periodos de programación con ofertas válidas de energía de regulación secundaria, los proveedores deben poner a disposición del OS en cada ciclo de control unos valores de reserva de regulación secundaria en tiempo real iguales o superiores a los volúmenes de ofertas válidas en el correspondiente periodo de programación.

En caso de que no se cumpla lo expuesto en el párrafo anterior, los proveedores incurrirán en una obligación de pago que se calculará en cada cuarto de hora y para cada dirección como:

Cuando $RESAUP_{b,t} < REMOFUP_{b,t}$

$$ERITRS_{b,q} = \sum_{t=1}^N (REMOFUP_{b,t} - RESAUP_{b,t}) \cdot \frac{1}{3600/T}$$

$$PRITRS_{b,q} = KRITR \cdot \frac{\sum_{t=1}^N (REMOFUP_{b,t} - RESAUP_{b,t}) \cdot \frac{1}{3600/T} \cdot \max(|\lambda MEaFRRUP_t|, |\lambda MEaFRRDW_t|)}{\sum_{t=1}^N (REMOFUP_{b,t} - RESAUP_{b,t}) \cdot \frac{1}{3600/T}}$$

Cuando $RESADW_{b,t} < REMOFDW_{b,t}$

$$ERITRB_{b,q} = \sum_{t=1}^N (REMOFDW_{b,t} - RESADW_{b,t}) \cdot \frac{1}{3600/T}$$

$$PRITRB_{b,q} = KRITR \cdot \frac{\sum_{t=1}^N (REMOFDW_{b,t} - RESADW_{b,t}) \cdot \frac{1}{3600/T} \cdot \max(|\lambda MEaFRRUP_t|, |\lambda MEaFRRDW_t|)}{\sum_{t=1}^N (REMOFDW_{b,t} - RESADW_{b,t}) \cdot \frac{1}{3600/T}}$$

Donde:

$ERITRS_{b,t}$ es la energía cuartohoraria incumplida a subir por reserva insuficiente.

$ERITRB_{b,t}$ es la energía cuartohoraria incumplida a bajar por reserva insuficiente.

$PRITRS_{b,t}$ es el precio cuartohorario de la energía cuartohoraria incumplida a subir por reserva insuficiente.

$PRITRB_{b,t}$ es el precio cuartohorario de la energía cuartohoraria incumplida a bajar por reserva insuficiente.

$REMOFUP_{b,t}$ es la reserva a subir disponible en tiempo real basada en las ofertas de energía aFRR. Cálculo descrito en 6.9.3

$RESAUP_{b,t}$ es la reserva disponible a subir según los límites de generación por el BSP b en el período t. Cálculo descrito en 6.9.1

$REMOFDW_{b,t}$ es la reserva a bajar disponible en tiempo real basada en las ofertas de energía aFRR. Cálculo descrito en 6.9.3

$RESADW_{b,t}$ es la reserva disponible a bajar según los límites de generación por el BSP b en el período t. Cálculo descrito en 6.9.1

$\lambda MEaFRRUP_t$ es el precio marginal a subir de la energía aFRR en el período t

$\lambda MEaFRRDW_t$ es el precio marginal a bajar de la energía aFRR en el período t

T es el ciclo de control del Regulador Maestro (4 segundos),

N son los 225 ciclos de control comprendidos dentro del cuarto de hora q

KRITR es el coeficiente de corrección por reserva insuficiente en tiempo real cuyo valor será publicado en una futura versión de los procedimientos de operación.

9.2.6.1 Prelación de los incumplimientos asociados al seguimiento de la respuesta

En caso de coincidencia de dos o más incumplimientos en el mismo ciclo de control, prevalecerá la obligación de pago por permanencia en estado OFF sobre las obligaciones de pago asociadas a una respuesta inadecuada y a reserva insuficiente. Adicionalmente, la obligación de pago asociada a una respuesta inadecuada prevalecerá sobre la obligación de pago por reserva insuficiente.

En caso de que un proveedor se encuentre en modo OFF_REE no se le aplicará ninguna de las penalizaciones anteriores.

red eléctrica
Una empresa de Redeia