



RED
ELÉCTRICA
DE ESPAÑA

**Propuesta de Hoja de Ruta
para la implantación de la
Directriz de Balance Eléctrico
en el sistema eléctrico
peninsular español**

29 de marzo de 2019



Índice

INTRODUCCIÓN	4
1. DESARROLLO E IMPLANTACIÓN DE PLATAFORMAS EUROPEAS PARA EL INTERCAMBIO DE ENERGÍAS DE BALANCE	5
1.1. Cambios necesarios.	5
1.2. Cronograma propuesto.	7
1.3. Justificación de la propuesta.	8
2. LIQUIDACIÓN DE DESVÍOS NO INTENCIONADOS ENTRE SISTEMAS	9
2.1. Cambios necesarios.	9
2.2. Cronograma propuesto.	9
2.3. Justificación de la propuesta.	10
3. IMPLANTACIÓN DE UN PROCESO DE PROGRAMACIÓN CUARTO HORARIO ..	11
3.1. Cambios necesarios.	11
3.2. Cronograma propuesto.	11
3.3. Justificación de la propuesta.	12
4. LIQUIDACIÓN DEL DESVÍO	13
4.1. Cambios necesarios.	13
4.2. Cronograma propuesto.	14
4.3. Justificación de la propuesta.	15
5. MODIFICACIÓN DE LA ZONA DE REGULACIÓN	16
5.1. Cambios necesarios.	16
5.2. Cronograma propuesto.	17
5.3. Justificación de la propuesta.	18
6. PARTICIPACIÓN DE LA DEMANDA Y EL ALMACENAMIENTO EN LOS MERCADOS DE BALANCE	20
6.1. Cambios necesarios.	20
6.2. Cronograma propuesto.	22
6.3. Justificación de la propuesta.	22
7. CAMBIO DEL PERIODO DE LIQUIDACIÓN DE DESVÍOS A 15 MINUTOS	23



7.1. Cambios necesarios.	23
7.2. Cronograma propuesto.	25
7.3. Justificación de la propuesta.	30
7.4. Implicaciones en otras normativas.	30
LISTA DE ACRÓNIMOS.	31



INTRODUCCIÓN

En este documento se recoge la propuesta de **Hoja de Ruta para la implantación en el sistema eléctrico peninsular español** del Reglamento (UE) 2017/2195 de la Comisión, de 23 de noviembre de 2017 por el que se establece una **Directriz sobre el Balance Eléctrico (EBGL)**, en respuesta a la solicitud de la CNMC a REE de fecha 8 de noviembre de 2018.

De acuerdo con dicha solicitud, para la elaboración de esta propuesta de Hoja de Ruta se ha contado con la **participación de los Sujetos del Mercado** a través de un Grupo de Trabajo y de la realización de una consulta pública sobre dicha propuesta.

En concreto, el Grupo de Trabajo se constituyó en diciembre de 2018, se ha reunido en tres ocasiones (20 de diciembre de 2018, 30 de enero de 2019 y 14 de marzo de 2019), y ha contado con la participación de 57 personas de 38 entidades distintas.

La propuesta elaborada con la colaboración del Grupo de Trabajo ha sido además sometida a consulta pública durante 3 semanas, entre el 8 de febrero y el 1 de marzo de 2019, habiéndose recibido un total de 108 comentarios de 16 entidades distintas. Así, en esta propuesta final que se remite a la CNMC se han tenido en consideración tanto los comentarios planteados en el ámbito del Grupo de Trabajo como las observaciones y comentarios recibidos a través de la consulta pública realizada.

Esta propuesta está también **coordinada con los distintos operadores**: operadores de los sistemas eléctricos portugués y francés (REN y RTE, respectivamente) y con el operador del mercado ibérico (OMIE), en las materias que han sido oportunas.

Con vistas a la implantación de la Directriz de Balance Eléctrico (EBGL) en el sistema eléctrico peninsular español, se ha identificado un conjunto de **temas fundamentales**, por su impacto en la operación del sistema y en los sistemas de información y de medidas, tanto del operador del sistema como de los propios sujetos del mercado:

1. Desarrollo e implantación de las plataformas europeas para el intercambio de energías de balance.
2. Liquidación de los desvíos no intencionados entre sistemas eléctricos.
3. Implantación de un proceso de programación cuarto-horario (QH).
4. Liquidación del desvío.
5. Modificación de la zona de regulación.
6. Participación de la demanda y el almacenamiento en los mercados de balance.
7. Cambio del periodo de liquidación de los desvíos a 15 minutos

Cabe destacar que algunos de estos temas ya fueron abordados en la propuesta de "*Terms and Conditions (T&C) para Balancing Service Providers (BSP) y Balance Responsible Parties (BRP)*", que fue remitida por REE a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) con fecha 18 de junio de 2018, conforme al artículo 18 de la EBGL.

A continuación se procede a tratar de forma detallada cada uno de los temas previamente enumerados, recogiendo los principales cambios a realizar, el cronograma que se propone y la justificación del mismo.



1. DESARROLLO E IMPLANTACIÓN DE PLATAFORMAS EUROPEAS PARA EL INTERCAMBIO DE ENERGÍAS DE BALANCE

1.1. Cambios necesarios.

La EBGL establece la implantación y utilización de las siguientes **plataformas europeas para el intercambio de las energías de balance**:

- Plataforma europea para el proceso de compensación de desequilibrios (**Plataforma IGCC**) que incorporará la compensación de las necesidades de energía de regulación secundaria entre sistemas como paso previo a la activación de energía de regulación secundaria en cada sistema.
- Plataforma europea para el intercambio de la energía de balance correspondiente a Reservas de Sustitución (**Plataforma TERRE**), que pasará a sustituir al actual mercado de gestión de desvíos en el sistema eléctrico peninsular español y a los servicios transfronterizos de balance establecidos con RTE y REN a través de la plataforma BALIT.
- Plataforma europea para el intercambio de la energía de balance correspondiente a Reservas de Recuperación de la Frecuencia con activación manual (**Plataforma MARI**), que pasará a sustituir al actual mercado de regulación terciaria en el sistema eléctrico peninsular español.
- Plataforma europea para el intercambio de la energía de balance correspondiente a Reservas de Recuperación de la Frecuencia con activación automática (**Plataforma PICASSO**), que pasará a sustituir al actual proceso de activación de energía de regulación secundaria en el sistema eléctrico peninsular español.

La implantación y utilización de las citadas plataformas europeas de servicios de balance conlleva **cambios que en muchos casos deben ser tenidos en consideración por parte de los proveedores de las distintas energías de balance**.

En el caso de la plataforma IGCC, su implantación requiere únicamente cambios en los sistemas del Operador del Sistema, ya que se trata de un proceso de compensación de las necesidades de energía de regulación secundaria entre sistemas eléctricos, previo a la activación de la energía de regulación secundaria necesaria en el sistema eléctrico peninsular español. En el futuro, una vez esté implementada y en uso la plataforma PICASSO para la gestión del producto “Reservas de Recuperación de la Frecuencia con activación automática” (producto aFRR), en el ámbito del sistema eléctrico europeo interconectado, esta compensación de necesidades de regulación secundaria será llevada a cabo de manera implícita en la plataforma PICASSO.

En el caso de la plataforma TERRE, cabe destacar los siguientes cambios respecto al actual mercado de gestión de desvíos:

- La hora límite para el envío de ofertas para el producto “Reservas de Sustitución” (producto RR) se modifica con respecto a la situación actual del mercado de gestión de desvíos. Durante el primer año de operación de la plataforma TERRE esta hora límite será igual a H-60 minutos, en lugar de la hora límite H-55 minutos del actual mercado de gestión de desvíos.



- Los tipos de oferta a presentar y las asignaciones de ofertas del producto RR varían respecto a los actuales del mercado de gestión de desvíos, pudiendo incluir además las ofertas precios negativos¹. El detalle de estos nuevos tipos de oferta se definirá en el documento de intercambio de información entre los sujetos del mercado y el operador del sistema.
- Aunque la plataforma TERRE está preparada para la realización de asignaciones de energía cuarto-horarias del producto RR a los proveedores del servicio, en el sistema eléctrico peninsular español la asignación resultante de la plataforma TERRE será horaria hasta el momento en el que se produzca el paso a la programación cuarto-horaria en los servicios de balance del sistema eléctrico peninsular español, de acuerdo al apartado 3 de este documento. Así, hasta ese momento en el sistema eléctrico español sólo se contemplará el uso de ofertas con resolución horaria.
- La programación de los intercambios internacionales de energía del producto RR a través de la plataforma TERRE será inicialmente horaria (programas constantes durante la hora), tal y como se establece en el marco de aplicación (*“Implementation framework” (IF)*) del producto RR. Conforme a dicho IF y de común acuerdo entre los TSOs del Proyecto TERRE, la fecha límite para el paso a una programación con resolución cuarto-horaria será la implantación de la plataforma europea MARI y/o la contratación cuarto-horaria de energía en los mercados intradiarios².

En el caso de la plataforma MARI, hay que señalar los siguientes cambios con respecto al actual mercado de regulación terciaria:

- El tiempo de respuesta (FAT) para la activación del producto *“Reserva de Recuperación de la Frecuencia con activación manual”* (producto mFRR) será de 12,5 minutos.
- La implantación del producto mFRR requiere necesariamente que la programación y la asignación de ofertas sea cuarto-horaria:
 - Se establecen 96 ventanas para el envío de ofertas (una ventana cada 15 minutos) y para la asignación de las mismas.
 - Las ofertas y las asignaciones del producto mFRR serán obligatoriamente cuarto-horarias.
 - Los programas de intercambio en las interconexiones internacionales serán también cuarto-horarios³.

¹ Una vez se haya implantado la plataforma TERRE, se valorará la necesidad de incorporar precios negativos en el mercado de regulación terciaria y en las activaciones de energía de regulación secundaria, teniendo en cuenta además el Reglamento de Electricidad que forma parte del Paquete de Energía Limpia (CEP).

² No obstante, una vez que la programación de los servicios de ajuste del sistema sea cuarto-horaria, de acuerdo con el apartado 3 de este documento, el paso a la programación cuarto-horaria en la interconexión internacional Portugal-España y/o Francia-España, podrá ser acordada de forma bilateral por REE con REN y/o RTE, respectivamente, aun cuando no se dé ninguna de las condiciones establecidas (implantación de la plataforma MARI y/o contratación cuarto-horaria en mercado intradiario).

³ Requiere la coordinación con los TSOs vecinos (REN y RTE) en el marco del proyecto MARI, en el caso de que los programas en las interconexiones Portugal-España y Francia-España, respectivamente, sean aún horarios.



- Los tipos de oferta son distintos a los existentes en el actual mercado de regulación terciaria en el que sólo existe el tipo de oferta divisible, conforme a lo establecido en la propuesta de los TSOs del marco de aplicación (“*Implementation Framework*” (IF)) de la plataforma MARI.

En el caso de la plataforma PICASSO, los cambios más significativos con respecto al actual mercado de regulación secundaria son los siguientes:

- Desaparece el compromiso actual para los proveedores de banda de regulación secundaria de activar la energía de regulación secundaria en proporción a su compromiso de banda asignada el día anterior (D-1), si bien, los sujetos que hayan resultado asignados en el mercado de reserva de regulación secundaria tendrán obligación de presentar ofertas para la activación de energía de regulación secundaria.
- La activación del producto “*Reservas de Recuperación de la Frecuencia con activación automática*” (producto aFRR) se realizará según el orden de mérito de las ofertas presentadas por los proveedores de este servicio con independencia de si han resultado asignados, o no, en el mercado de reserva de regulación secundaria (banda de secundaria).

1.2. Cronograma propuesto.

Una propuesta revisada del IF para la implantación de la **plataforma IGCC** será enviada para aprobación de las Comisiones Reguladoras no más tarde del 15 de marzo de 2019, tras haberse recibido una solicitud de modificación de la propuesta de IF por parte de las Comisiones Reguladoras a la propuesta remitida en junio de 2018. En particular, a la CNMC le fue remitido el IF el 5 de marzo de 2019.

La participación del sistema eléctrico español en esta plataforma IGCC está prevista para el **15 de octubre de 2019**, tras la realización con éxito de todas las pruebas previas contempladas al efecto, fecha en la que previsiblemente el IF habrá sido ya aprobado por las Comisiones Reguladoras europeas.

La propuesta de marco de aplicación (“*Implementación Framework*” (IF)) para la implantación de la **plataforma TERRE** fue aprobada por las Comisiones Reguladoras el 15 de enero de 2019, quedando establecida así, la fecha límite para implantación de la plataforma TERRE el 15 de enero del 2020, es decir, un año después de la aprobación del correspondiente IF, para cumplir con lo establecido en la EBGL. La implantación de esta plataforma TERRE está prevista para **Diciembre de 2019**.

Las propuestas de IF para la implantación de las **plataformas MARI y PICASSO** fueron enviadas para la aprobación de las Comisiones Reguladoras el 18 de diciembre de 2018. La implantación de estas plataformas está prevista para **Diciembre de 2021**, considerando un plazo de 6 meses para la aprobación de los respectivos IF (junio de 2019) y un plazo de 30 meses desde la aprobación de los IF para la implantación de estas plataformas europeas, cumpliendo así con los plazos establecidos en la EBGL. No obstante, tras la aprobación del IF de la plataforma PICASSO, se valorará solicitar una excepción temporal⁴ para su implantación en el sistema eléctrico español, siendo la fecha límite para el envío de dicha solicitud de excepción temporal 6 meses antes de su fecha de implantación, es decir, junio de 2021.

A continuación se muestra la propuesta de cronograma para la implantación de las plataformas europeas para el intercambio de las energías de balance:

⁴ Se entiende por “solicitud de excepción temporal” la solicitud de un retraso en la fecha de implantación.



Cambio	2017				2018				2019				2020				2021				2022				2023			
	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4
Plataforma IGCC									(3)			OCT (1)																
Plataforma TERRE										(2)	(3)	PRUEBAS				Go-live: DIC												
Plataforma MARI																								DIC (4)				
Plataforma PICASSO																Fecha límite solicitud exención								DIC (4)				DIC

- (1) La participación del sistema eléctrico español en la plataforma IGCC está prevista para el 15 de octubre de 2019, fecha en la que previsiblemente el correspondiente IF habrá sido ya aprobado por las Comisiones Reguladoras.
- (2) El documento de intercambio de información OS-SM para la implantación de la plataforma TERRE se puso a disposición de los SM con fecha 19 de marzo de 2019.
- (3) Las propuestas normativas de desarrollo para la aplicación para la implantación de las plataformas IGCC y TERRE en el sistema eléctrico peninsular español serán sometidas a consulta pública en el segundo trimestre de 2019 (Q2 2019).
- (4) La participación del sistema eléctrico español en las plataformas MARI y PICASSO está prevista para diciembre de 2021. Para la participación en la plataforma PICASSO, se valorará solicitar una excepción temporal para su implantación en diciembre de 2023.

1.3. Justificación de la propuesta.

El cronograma propuesto **cumple con los plazos establecidos en la EBGL para la implantación y utilización de las plataformas europeas para el intercambio de energías de balance**, en concreto con lo establecido en el [Artículo 19\(5\)](#) para la plataforma TERRE, [Artículo 20\(6\)](#) para la plataforma MARI, [Artículo 21\(6\)](#) para la plataforma PICASSO y [Artículo 22\(5\)](#) para la plataforma IGCC. La posibilidad de solicitar una excepción temporal para la implantación de la plataforma PICASSO está contemplada en el Artículo 62 de la EBGL.



2. LIQUIDACIÓN DE DESVÍOS NO INTENCIONADOS ENTRE SISTEMAS

2.1. Cambios necesarios.

La aplicación de la EBGL lleva asociados una serie de cambios en el proceso de compensación de los desvíos no intencionados entre sistemas.

Por un lado, la implantación de la plataforma IGCC hará necesaria la modificación del actual cálculo de los desvíos no intencionados entre sistemas (medidas en frontera – programas) debido a que la energía asociada al proceso de compensación de las necesidades de energía de regulación secundaria entre sistemas eléctricos (energía IGCC), deberá ser descontada del cálculo de los desvíos, al tratarse de un intercambio intencionado (medidas en frontera - energía IGCC - programas).

Además, la EBGL establece una modificación completa del actual proceso de cálculo y compensación de los desvíos no intencionados entre sistemas, modificación que está siendo definida de una forma detallada por el Grupo de Trabajo *FSKAR* (*Financial Settlement of $k\Delta f$, ACE and Ramping period*). Estos cambios afectarán tanto a la definición del desvío no intencionado como al método de compensación (devolución en especie => compensación financiera) de los desvíos no intencionados, de forma que se considerará de manera independiente:

- La energía asociada al proceso de contención de la frecuencia ($k\Delta f$) y las rampas de variación de potencia (*Ramping Period (RP)*) (art. 50.3 de la EBGL).
- Los desvíos entre sistemas realmente no intencionados (ACE) (art. 51.1 de la EBGL).

La implantación de los cambios propuestos por el Grupo de Trabajo FSKAR también modificará el actual periodo de cálculo y compensación de los desvíos no intencionados en las interconexiones internacionales, que pasará de 1 hora a 15 minutos, lo que requerirá por un lado la utilización de medidas cuarto-horarias en los contadores de las interconexiones internacionales, y por otro, una conversión del dato horario a cuarto-horario de los programas en tanto se implanta la programación de la energía cuarto-horaria en las interconexiones internacionales.

2.2. Cronograma propuesto.

Cambio	2017				2018				2019				2020			
	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4
Liquidación de los desvíos no intencionados		Entrada en vigor										OCT (1)				DIC (2)

- (1) La participación del sistema eléctrico español en la plataforma IGCC está prevista para el **15 de octubre de 2019**, fecha en la que previsiblemente el correspondiente IF habrá sido ya aprobado por las Comisiones Reguladoras. En esa fecha deberán implantarse así, los acuerdos y cambios IT necesarios para el cálculo modificado de los desvíos no intencionados entre sistemas.
- (2) Está previsto que la implantación de los cambios propuestos por el Grupo de Trabajo FSKAR se lleve a cabo respetando los plazos establecidos en la EBGL, esto es, en **Diciembre de 2020** (antes de transcurridos 18 meses desde la entrada en vigor de la EBGL + 6 meses para la aprobación de la propuesta por parte de las Comisiones Reguladoras + 1 año de implantación).



2.3. Justificación de la propuesta.

El **cronograma propuesto cumple con los plazos establecidos en la EBGL** (artículos 50(3) y 51(1)).



3. IMPLANTACIÓN DE UN PROCESO DE PROGRAMACIÓN CUARTO HORARIO

3.1. Cambios necesarios.

La implantación de un proceso de programación cuarto-horario requiere la adaptación de los sistemas que gestionan la información de la programación de energía, tanto por parte del Operador del Sistema como de los Sujetos del Mercado.

Los cambios que supone el proceso de programación cuarto-horario (QH) se resumen en las siguientes actividades:

- Modificación de los intercambios de información del Operador del Sistema con los Sujetos del Mercado.
- Adaptación de los sistemas de los Sujetos del Mercado al envío y procesamiento de información QH:
 - Ampliación de Hardware para permitir el correcto dimensionamiento debido al incremento de la información a procesar y almacenar.
 - Modificaciones de los procesos internos de los sistemas e interfaces de usuario.
- Modificación de los sistemas de mercado del Operador del Sistema:
 - Ampliación de Hardware para permitir el correcto dimensionamiento debido al incremento de la información a procesar y almacenar.
 - Modificaciones de los procesos internos de los sistemas e interfaces de usuario.
 - Modificación de las plataformas en las que se publica información: Web de Sujetos del e-sios, Web Pública del e-sios, Plataforma de Transparencia y plataforma IESOE.
 - Coordinación con las entidades internacionales.
- Modificación, además de los sistemas de mercado, del resto de sistemas internos de REE para contemplar la adaptación a resolución cuarto-horaria de la información relacionada con la programación de energía.
- Realización de pruebas internas del Operador del Sistema, pruebas del Operador del Sistema con las plataformas externas y pruebas conjuntas del Operador del Sistema con los Sujetos del Mercado.

3.2. Cronograma propuesto.

El cronograma propuesto es el siguiente:



	2019				2020				2021			
	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4
Publicación documentación				OCT (1)								
Pruebas con sistemas REE								(2)		(3)		

- 1) Desde la publicación de la documentación en Q4 2019 se contempla un plazo de 12 meses para la implantación de las modificaciones de los sistemas IT.
- 2) Se contemplan 6 meses previstos de pruebas con REE.
- 3) Puesta en servicio condicionado al resultado de las pruebas.

3.3. Justificación de la propuesta.

La propuesta de cronograma para la implantación de un proceso de programación QH permite garantizar la participación del sistema eléctrico español en las plataformas MARI y PICASSO, que requieren una programación QH de las energías de balance y de los programas de intercambio en las interconexiones internacionales, y cuya fecha prevista de implantación es Q4 de 2021 (condicionado a la aprobación de los IF por las Comisiones Reguladoras).



4. LIQUIDACIÓN DEL DESVÍO

4.1. Cambios necesarios.

La aplicación de la EBGL lleva asociados una serie de cambios en la liquidación de los desvíos que deben recogerse en el documento "*Terms and Conditions (T&C) para Balancing Service Providers (BSPs) y Balancing Responsible Parties (BRPs)*" según el artículo 18(6)(k) de la EBGL. Asimismo, la propuesta de Armonización de la Liquidación del Desvío contemplada en el artículo 52(2) de la EBGL (*Imbalance Settlement Harmonisation Proposal (ISHP)*) exige cambios que se incorporarán a los T&C para BSP y BRP según se recoge en el *Whereas* 8(g) de la ISHP. La armonización debe implantarse en un plazo de 18 meses desde la aprobación por la CNMC de la ISHP (artículo 9(2) de la ISHP).

Cambios sobre la posición del BRP para el desvío

- Desde el 18 de diciembre de 2018 conforme al artículo 54 de la EBGL, el cálculo del desvío para cada BRP debe realizarse considerando una o dos posiciones hasta que se apruebe la ISHP. Actualmente se utilizan 3 posiciones conforme al P.O.14.4. vigente. Se ha solicitado confirmación o, en su caso, aclaración de que el P.O.14.4 es de aplicación hasta la aprobación de los Términos y Condiciones para los BRPs.
- En la propuesta de Términos y Condiciones presentada por el Operador del Sistema a la CNMC se ha establecido el uso de la posición única del BRP. La propuesta de ISHP sólo contempla la posibilidad de emplear la posición única. Se propone su implantación en enero de 2020, seis meses desde la aprobación de los T&C, prevista en junio 2019, para disponer de un plazo para revisión de los contratos entre representante y sus representados.

Cambios en los programas comerciales internos para el cálculo de la posición del BRP

- El artículo 17(3) de la EBGL referente al cometido de los BRP, establece que cada BRP podrá cambiar, antes del cierre de mercado intradiario continuo europeo (una hora antes de la hora de entrega) los programas comerciales internos necesarios para calcular su posición conforme al artículo 54(3) y al artículo 18(6)(e). En los T&C que se aprueben se establecerán las condiciones de aplicación de dicho artículo.
- El artículo 17(4) de la EBGL referente al cometido de los BRP, establece que cada BRP podrá cambiar los programas necesarios para calcular su posición, si así se establece en los términos y condiciones. La propuesta de T&C no lo contempla. En los T&C que se aprueben se establecerán, en su caso, las condiciones de aplicación de dicho artículo.

Cambios en el precio del desvío

- El artículo 18(7)(g) de la EBGL establece que el TSO puede solicitar el uso de un sistema de precios dual si cumple las condiciones establecidas en el ISHP. La propuesta de T&C remitida a la CNMC en junio del 2018 no incluyó la solicitud porque el ISHP estaba en fase de elaboración. La ISHP se remitió a la CNMC en diciembre de 2018. Se considera necesario esperar a la aprobación de la ISHP para hacer una propuesta formal de modificación del precio del desvío conforme a la ISHP.



- Se enviará un análisis de distintas alternativas, con datos de 2017 y 2018, y su impacto en el saldo de los desvíos, como información. La propuesta formal de precio de desvío, una vez aprobada la ISHP, se someterá a consulta pública, en los plazos establecidos en la EBGL.

Inclusión de un término de liquidación adicional

- Con la propuesta de precio del desvío, una vez aprobada la ISHP, al menos para el saldo de los desvíos, se considerará la posibilidad contemplada en el artículo 44(3) de la EBGL de incluir un término de liquidación adicional independiente de la liquidación de los desvíos para liquidar costes de reserva de balance, costes administrativos y otros costes relacionados con el balance.

4.2. Cronograma propuesto.

El cronograma propuesto se basa en la hipótesis de que en Q2 de 2019 la CNMC habría aprobado la propuesta de T&C para BRP y BSP, así como la propuesta de armonización de la liquidación del desvío (ISHP).

Hito	2018				2019				2020				2021			
	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4
Confirmación, o aclaración por CNMC si P.O.14.4 es de aplicación hasta T&C de BRP					CNMC											
Cambio a posición única según propuesta T&C (ISHP obliga a posición única)						CNMC			REE SM							

Aprobación T&C

Adaptación posición a T&C

Hito	2018				2019				2020				2021			
	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4
T&C condiciones para art 17.3 EBGL (internal trades anterior a MI)						CNMC										
T&C condiciones para art 17.4 EBGL (internal trades posteriores a MI)						CNMC										

Aprobación T&C



Hito	2018				2019				2020				2021			
	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4
Información alternativas precios desvíos en 2017 y 2018						REE										
Propuesta de precio de desvíos y saldo de desvíos conforme a la ISHP aprobada								CNMC	REE SM					REE		
Costes asociados al balance (art44.3) para saldo de desvíos, junto con la propuesta de precio de desvíos.									REE SM					REE		

Aprobación T&C

Propuesta precio desvío según ISPH

Adaptación precio desvío

4.3. Justificación de la propuesta.

La propuesta de términos y condiciones enviada a la CNMC en junio de 2018 contempla la adaptación a la EBGL, y en particular la determinación de la energía de desvío considerando una única posición para cada BRP. En la propuesta de todos los TSOs para avanzar en la Armonización de la Liquidación del Desvío (ISHP) enviada a la CNMC para aprobación en diciembre de 2018 se establece una única posición final como única opción para la determinación del desvío (artículo 4(1) de la ISHP).

Es necesario esperar a la propuesta de armonización de la liquidación del desvío (ISHP) para hacer una propuesta de adaptación del precio del desvío. En ese momento, será necesario analizar la aplicación del artículo 44(3) para la asignación del saldo de desvíos.

Con la aprobación de los T&C se establecerán las condiciones para la aplicación del artículo 17 en lo relativo a “*internal trades*”.



5. MODIFICACIÓN DE LA ZONA DE REGULACIÓN

5.1. Cambios necesarios.

Se proponen dos conjuntos de cambios en las zonas de regulación para la implantación de la EBGL, con alcances diferenciados.

El objeto de los cambios propuestos es el cumplimiento de la EBGL una vez aprobados los “*Terms and Conditions (T&C) para Balancing Service Providers (BSP) y Balance Responsible Parties (BRP) en el sistema eléctrico peninsular español*”, con el fin de adaptar la regulación secundaria en el sistema peninsular para posibilitar la integración en la plataforma europea para el intercambio de la energía de balance correspondiente a Reservas de Recuperación de la Frecuencia con activación automática (aFRR). Esta plataforma, **PICASSO**, pasará a sustituir al actual mercado de energía de regulación secundaria en el sistema eléctrico peninsular español.

Se propone la implantación de los cambios en dos fases:

- **Fase I:** Esta fase se plantea como una primera adaptación de las zonas de regulación, excluyendo de las mismas a las unidades de programación que no estén habilitadas para la prestación del servicio de regulación secundaria (aFRR). En el desarrollo de esta Fase I, se analizará la composición de las Unidades de Programación de cara a la prestación del servicio aFRR, teniéndose en cuenta, entre otros, el caso particular de las Unidades de Gestión Hidráulica (UGH).

El alcance de este cambio sobre el algoritmo de la RCP es limitado, y la provisión del servicio continuará haciéndose por zona de regulación (ZR).

Este cambio no supone la exclusión de las zonas de regulación de las unidades que no están prestando activamente el servicio de regulación secundaria en un momento dado (unidades con AGC en modo OFF). Por otra parte, es un requisito especificado en la EBGL (artículo 16) que ya fue recogido en la propuesta de Términos y Condiciones para BSP y BRP asociados al artículo 18 de la EBGL.

A principios de 2020, se convocará una reunión del Grupo de Trabajo de la hoja de ruta para analizar la implantación de esta fase conforme a los Términos y Condiciones que hayan sido aprobados y, en su caso, adaptarla para la implantación de la fase II y la posterior integración en la plataforma PICASSO.

- **Fase II:** El alcance de la segunda fase incluye una modificación profunda del algoritmo de la RCP, cambiando el funcionamiento del actual mercado de energía de regulación secundaria. Su desarrollo estará ligado al del proyecto PICASSO de implantación de una plataforma europea para el intercambio de energía de balance aFRR. Dentro de esta fase, se incluyen los siguientes cambios que afectan a las zonas de regulación, y que podrán ser implantados también por fases:
 - **Verificación de la provisión del servicio teniendo en cuenta únicamente a las unidades que están prestando activamente el mismo**, es decir, teniendo en cuenta únicamente a las unidades que responden activamente a los requisitos de la RCP (que tienen su AGC en modo ON). De esta forma, se evalúa únicamente la activación de energía de balance por prestación del servicio de energía de balance aFRR, desligándose éste de la compensación de desvíos internos de la zona de regulación.
 - **Separación de la asignación de banda y la provisión de energía de balance aFRR.** Actualmente, los requisitos de activación de energía de regulación secundaria se reparten proporcionalmente a la banda asignada en el día D-1. Una vez implantado el cambio referido, este compromiso de



activación ligado a la banda desaparecerá, siendo sustituido por la obligación de presentar ofertas de energía de balance aFRR. El mercado de banda del día D-1 continuará siendo local, aunque la asignación de ofertas de energía en el tiempo real se haga de acuerdo con un orden de mérito común europeo.

- **Presentación de ofertas de energía de balance aFRR por parte de los sujetos titulares de unidades de programación habilitadas como proveedoras del servicio.** Las ofertas podrán presentarse a nivel de unidad de programación (UP) o bien a nivel de zona de regulación (oferta portfolio), lo cual ofrecerá a los BSPs la flexibilidad de poder decidir con qué unidades de la zona de regulación entregarán la energía en tiempo real. Por otra parte, no será necesario haber casado banda previamente para tener la posibilidad de ofertar energía de balance aFRR.

Las ofertas de energía cuartohorarias se asignarán dentro de un orden de mérito común europeo, independientemente de la asignación previa de banda en el mercado de reserva. La asignación de las ofertas a través de un orden de mérito común estará sujeta al cumplimiento de los requisitos de seguridad nacionales (capacidad disponible en las interconexiones, desvíos admisibles, máximo volumen de intercambio transfronterizo de energía aFRR, etc.).

5.2. Cronograma propuesto.

Se propone la implantación de la **Fase I** de cambios en las zonas de regulación dentro de los doce meses posteriores a la aprobación de “*Terms and Conditions (T&C) para Balancing Service Providers (BSP) y Balance Responsible Parties (BRP) en el sistema eléctrico peninsular español*”, siendo la fecha límite para que dichas modificaciones estén implantadas el segundo trimestre de 2020 (supuesta la aprobación de los “*T&C para BSP y BRP*” no más tarde de junio de 2019). Se convocará no obstante una reunión del Grupo de Trabajo de la hoja de ruta a principios de 2020, para analizar los Términos y Condiciones que hayan sido aprobados y, en su caso, adaptar el diseño de la Fase I para avanzar en la implantación de la Fase II y la posterior integración en la plataforma PICASSO.

En cuanto a la implantación de la **Fase II** de cambios en las zonas de regulación, se propone un cronograma condicionado a la implantación del proyecto PICASSO, que de acuerdo con la EBGL, y contando con la aprobación en plazo del *Implementation Framework* asociado, tendría como fecha límite el final de 2021 (artículo 21(6)). No obstante, tras la aprobación del IF de la plataforma PICASSO, se valorará solicitar una excepción temporal para su implantación en el sistema eléctrico español, siendo la fecha límite para el envío de dicha solicitud 6 meses antes de su fecha de implantación, es decir, junio de 2021. Esta excepción temporal ampliaría el plazo de implantación de la Fase II hasta el final de 2023.

Previamente a la incorporación a la plataforma PICASSO, se abordará el conjunto de cambios necesarios sobre la RCP en el sistema eléctrico peninsular español. De esta manera se dispondrá de un periodo de pruebas a nivel nacional.

A continuación se muestra la propuesta de cronograma para la implantación de las dos fases de cambios en las zonas de regulación:



Cambio	2017				2018				2019				2020				2021				2022				2023			
	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4
Fase I de cambios en ZR													(1)	JUN														
Fase II de cambios en ZR													Fecha límite solicitud exención															
Plataforma PICASSO																							DIC (3)					
																			DIC (2)									DIC (2)

(1) Reunión del grupo de trabajo en Q1 de 2020 para reevaluar la Fase I de cambios en ZR, conjuntamente con los cambios asociados a la Fase II.

(2) PICASSO: Diciembre 2021. Diciembre 2023, en caso de solicitarse la excepción temporal.

(3) Previamente a la incorporación a la plataforma PICASSO se implementarán los cambios en la regulación secundaria peninsular.

5.3. Justificación de la propuesta.

El cronograma propuesto para la Fase I cumple con el plazo de 12 meses posteriores a la aprobación del documento “*Terms and Conditions (T&C) para Balancing Service Providers (BSP) y Balance Responsible Parties (BRP) en el sistema eléctrico peninsular español*” (Artículo 5(5) de la EBGL).

El cronograma propuesto para la Fase II cumple con los plazos establecidos en la EBGL para la implantación y utilización de las plataformas europeas para el intercambio de energías de balance aFRR, en concreto con lo establecido en el Artículo 21(6) para la plataforma PICASSO, y estando ligado al desarrollo de dicho proyecto. En caso de solicitarse una excepción temporal para la implantación de la plataforma PICASSO en el sistema eléctrico español, se ampliaría el plazo de implantación de la Fase II hasta el final de 2023. Previamente a la incorporación a la plataforma PICASSO, se abordará el conjunto de cambios necesarios sobre la RCP en el sistema eléctrico peninsular español.

En cuanto al diseño de las propuestas de cambios:

- **Fase I:** La exclusión de unidades no habilitadas para la prestación del servicio en las zonas de regulación responde al artículo 16 de la EBGL, que establece lo siguiente: “*los proveedores de servicios de balance deberán estar habilitados para presentar ofertas para energía de balance o reserva de balance que esté activada o contratada por el GRT de conexión o, en un modelo GRT-proveedor de servicios de balance, por el GRT contratante*”.

Se convocará no obstante una reunión del Grupo de Trabajo de la hoja de ruta a principios de 2020, para analizar los Términos y Condiciones que hayan sido aprobados y, en su caso, adaptarla para la implantación de la Fase II y la posterior integración en la plataforma PICASSO.

- **Fase II:**
 - *Separación de la asignación de banda y la provisión de energía de balance aFRR, y presentación de ofertas de energía de balance aFRR por parte de los sujetos:* Responde al Artículo 21 de la EBGL, que desliga el compromiso de banda de la activación efectiva de energía.
 - *Provisión del servicio teniendo en cuenta únicamente las unidades que están prestando activamente el mismo:* Responde al Artículo 29 de la EBGL, que sólo permite regular a sujetos con



ofertas de energía asignada. Si bien se ofrece a los BSPs la flexibilidad de ofertar en modo portfolio (a nivel de zona de regulación) pudiendo decidir con qué unidades de la zona de regulación entregarán la energía en tiempo real, no se considerará como energía efectiva de regulación secundaria los desvíos en unidades de producción de una zona de regulación que no estén directamente ligados con los cambios de generación requeridos por el AGC. La calidad de la energía de balance aFRR entregada por los BSPs debe ser al menos la correspondiente a los requerimientos dinámicos mínimos establecidos para todos los TSOs conectados a la plataforma PICASSO.



6. PARTICIPACIÓN DE LA DEMANDA Y EL ALMACENAMIENTO EN LOS MERCADOS DE BALANCE

6.1. Cambios necesarios.

Los cambios para la participación de la demanda y el almacenamiento en los mercados de balance se articulan en torno a una adecuación normativa, adaptación de procesos y guías, de sistemas, de habilitación y pruebas, y de un acompañamiento a los grupos de interés.

Adecuación normativa

La participación de la demanda y el almacenamiento en los mercados de servicios de balance, en los términos recogidos en los *Terms & Conditions* debe acompañarse con una adecuación de la normativa nacional, en mayor o menor grado.

La propuesta de *Terms & Conditions* planteada contempla la participación de la demanda y del almacenamiento en los servicios de balance incorporando la posibilidad de agregación, dado que este aspecto está directamente contemplado en el artículo 18 de la Directriz de Balance. Esta participación se contempla a través del comercializador y el representante, puesto que son los sujetos actualmente existentes en la normativa nacional.

La participación en los mercados de servicios de balance a través del agregador independiente, como figura diferente del comercializador o del representante, requerirá de la inclusión de dicho sujeto en la Ley del Sector Eléctrico (*Ley 24/2013, de 26 de diciembre*) y de su desarrollo posterior.

El Anteproyecto de Ley de Cambio Climático y Transición Energética, en tramitación, ya contempla la inclusión de un nuevo sujeto, el *agregador de demanda* en la Ley del Sector Eléctrico

Asimismo, el texto final acordado de la Directiva sobre el mercado interior de la electricidad, indica adicionalmente que los estados miembros deberán asegurar que los consumidores puedan participar en los mercados de producción, también a través del agregador independiente. La Directiva tiene como fecha límite para su transposición a los marcos regulatorios nacionales el 31 de diciembre de 2020, fecha en la que el agregador independiente deberá estar implantado en España.

Por otra parte, con relación al almacenamiento, la normativa vigente no contempla explícitamente ni el sujeto ni la actividad de almacenamiento de forma específica. No así el Anteproyecto de Ley de Cambio climático y Transición Energética que incluye como sujetos a los titulares de las instalaciones de almacenamiento, y el texto final acordado de la Directiva sobre el mercado interior de la electricidad, que define tanto las instalaciones de almacenamiento como la actividad de almacenamiento, y contemplan su participación en todos los mercados de producción.

Otros elementos, como la reducción del actual valor mínimo de la capacidad de oferta para participar en los servicios de ajuste del sistema, desde los actuales 10 MW a 1 MW, requerirían de la modificación del *Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos*, en el que se fija dicho umbral, todo ello a efectos de no introducir discriminación entre los distintos BSPs.

Además de lo anterior, los mercados de servicios de balance se encuentran actualmente regulados en diferentes procedimientos de operación, siendo necesaria la inclusión de los aspectos que regulan, en el marco regulatorio que corresponda. En particular, los actuales procedimientos de operación indicados son:



- Procedimiento de Operación 3.1, *Programación de la generación*.
- Procedimiento de Operación 3.3, *Gestión de desvíos*.
- Procedimiento de Operación 7.3, *Regulación terciaria*.
- Procedimiento de Operación 7.2, *Regulación secundaria*.
- Procedimiento de Operación 9, *Información intercambiada por el operador del sistema*.

Igualmente debe adecuarse el contenido de las actuales *pruebas para la habilitación* para participar en los diferentes servicios de balance, a efectos de que recojan adecuadamente la participación de la demanda y el almacenamiento, teniendo en cuenta las mínimas modificaciones necesarias, al igual que se realizó con ocasión de la participación de la generación de fuentes renovables, cogeneración y residuos.

Por último, los sujetos han puesto de manifiesto algunos aspectos, que si bien no forman parte explícita de la implementación de la Directriz de Balance, han sido identificados como potenciales barreras al despliegue de la participación de la demanda y el almacenamiento en los mercados de balance. Citar entre otros, aspectos como los peajes de acceso para la demanda.

Procesos y guías

La actualización de los procesos (que afectarán tanto al operador del sistema como al resto de sujetos) para la participación de la demanda y del almacenamiento en los servicios de balance está previsto que se extienda **hasta el comienzo del último trimestre de 2019**, e incluirá la preparación de guías para BSPs, incluyendo a la demanda, al almacenamiento y a todas las tecnologías de generación.

Sistemas

Es necesaria una adaptación de los diferentes sistemas de información a efectos de posibilitar la participación de la demanda y el almacenamiento en los servicios de balance, en particular el e-SIOS y el sistema de control de tiempo real.

Esta adaptación incluye una fase de especificación funcional y técnica, a partir de los *Terms & Conditions* que se aprueben, el desarrollo de los cambios y las posteriores pruebas y puesta en servicio. A destacar la fase de pruebas que se realizará en estrecha colaboración con los sujetos.

El alcance de la adaptación de los sistemas inicialmente prevista, es el que da respuesta a la propuesta de *Terms & Conditions* remitida en junio de 2018 y que no contempla la figura de un agregador independiente y que será revisado en función del alcance de los *Terms & Conditions* que finalmente se aprueben.

Esta adaptación de los sistemas, incluyendo la especificación, diseño, desarrollo, pruebas y puesta en producción está prevista que se extienda desde la misma aprobación de los *Terms & Conditions* durante un periodo de **10 meses** de duración, incluidas todas las fases.

Habilitación y pruebas

La habilitación de los sujetos para participar en los servicios de balance es uno de los elementos clave para su participación en los mismos.

La habilitación podrá iniciarse una vez adecuada la normativa y adaptados los procesos. Además de lo anterior, la realización de las pruebas de habilitación estará acompañada con la adaptación de los sistemas.



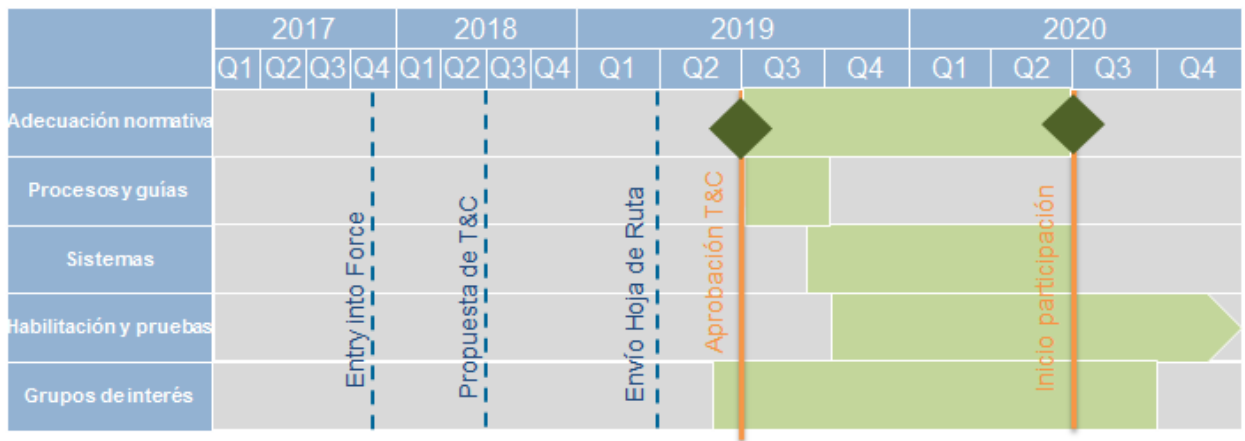
Destacar que la habilitación podrá realizarse para una instalación individual o para un conjunto de ellas, siempre que se cumplan los criterios de agregación que se establezcan.

Grupos de interés

La participación de la demanda y el almacenamiento en los mercados de servicios de balance puede realizarse por sujetos distintos de los que están actualmente participando en dichos mercados, por lo que resulta necesario asegurar que disponen de toda la Información, y acompañamiento necesario en su proceso de incorporación. Se contempla su inclusión en los foros existentes sin descartar acciones de información y comunicación que serían extensivas para todos los nuevos BSPs.

6.2. Cronograma propuesto.

Se plantea un cronograma para que la participación de la demanda y el almacenamiento en los servicios de balance sea efectivo un año después de la aprobación de los *Terms & Conditions*, en los términos establecidos en éstos y conforme a la Directriz de balance.



6.3. Justificación de la propuesta.

Esta propuesta da respuesta al Artículo 18 del *Reglamento EU 2017/2195 de 23 de noviembre de 2017, por el que se establece una directriz sobre el balance eléctrico* y que establece que se deberá posibilitar la participación de la demanda y el almacenamiento en los servicios de balance, permitiendo la agregación de instalaciones para ello.



7. CAMBIO DEL PERIODO DE LIQUIDACIÓN DE DESVÍOS A 15 MINUTOS

7.1. Cambios necesarios.

La aplicación de la EBGL supone el cambio del periodo actual de liquidación de desvíos (60 minutos) a 15 minutos, lo cual requiere modificaciones tanto en los equipos de medida (contadores) como en los sistemas de información que reciben y procesan dicha información.

Cabe reseñar que la implantación de un proceso de programación cuarto-horario que permita garantizar la participación del sistema eléctrico español en las plataformas MARI y PICASSO, que requieren de dicha programación cuarto-horaria, no supone estrictamente disponer de medidas de energía cuarto-horarias, por tanto:

- De forma transitoria hasta la implantación del período de liquidación de desvíos (*Imbalance Settlement Period (ISP)*) de 15' no se necesitarán medidas de energía cada 15' en ningún caso (se utilizarán medidas horarias en los procesos que requieran verificación de cumplimiento)
- Una vez establecido el ISP de 15' en el sistema eléctrico español todos los *Balancing Service Providers (BSPs)* deberían tener medida real (sin perfilado) cada 15'.

Los requisitos de los equipos de medida (contadores) instalados en la actualidad en el sistema eléctrico español se resumen en la siguiente tabla, y son función de la actividad y de la potencia y energía anual intercambiada en el punto frontera:

TIPO DE PUNTO DE MEDIDA	PUNTOS FRONTERA DE CONSUMO	PUNTOS FRONTERA DE GENERACIÓN	RESTO DE PUNTOS FRONTERA	TIPO DE CONTADOR
Tipo 1	Potencia ≥ 10 MW	Potencia ≥ 12 MVA	Energía anual ≥ 5 GWh	Protocolo basado en la norma IEC 870-5-102
Tipo 2	$10 \text{ MW} > \text{Potencia} > 450 \text{ kW}$	$12 \text{ MVA} > \text{Potencia} \geq 450 \text{ kVA}$	$5 \text{ GWh} > \text{Energía anual} \geq 750 \text{ MWh}$	
Tipo 3	$450 \text{ kW} \geq \text{Potencia} > 50 \text{ kW}$	$450 \text{ kVA} > \text{Potencia} > 15 \text{ kVA}$	Energía anual $< 750 \text{ MWh}$	
Tipo 4	$50 \text{ kW} \geq \text{Potencia} > 15 \text{ kW}$	No aplica	No aplica	Sin medida horaria
Tipo 5	Potencia ≤ 15 kW	Potencia ≤ 15 kVA	No aplica	Protocolos específicos de los sistemas de telegestión y telemedida

Los requisitos de los equipos de medida de tipo 1, 2 y 3, con protocolo común y único basado en la norma IEC 870-5-102 son:

- Capacidad para parametrizar periodos de integración de **hasta 5 minutos** (según el RD 1110/2007).
- Capacidad para almacenar los resultados en períodos, con fecha, hora y minuto, tales que el número de registros almacenados no sea inferior a **cuatro mil para cada medida** (Orden Ministerial del 12/04/1999 que dicta Instrucciones Técnicas Complementarias al Reglamento de Puntos de Medida):



- Medida cada 60' 166 días de registro
 - Medida cada 15' 41 días de registro
 - Medidas cada 5' 13 días de registro
- Posibilidad de recuperar **diferentes curvas de carga al mismo tiempo (hasta 3)**.

Sobre los equipos de medida de tipo 5, existen en la actualidad tres protocolos específicos de los sistemas de telegestión y telemedida en el sistema español (**PRIME Alliance, Meters&More y Telegestore**), con los siguientes requisitos comunes:

- Deben permitir la discriminación horaria de las medidas, con capacidad para gestionar al menos seis periodos programables (según RD 1110/2007).
- Para cada periodo deben registrar y almacenar las energías activa y reactiva, la máxima potencia cuarto-horaria y la fecha y hora de dicho máximo (según RD 1110/2007).
- Capacidad para parametrizar periodos de integración de **hasta una hora**, así como registrar y almacenar las curvas horarias de energía activa y reactiva de un mínimo de 3 meses (según RD 1110/2007).

Para disponer de medida cuarto-horaria con los equipos de medida instalados en la actualidad se deben tener en cuenta los siguientes condicionantes:

- Para los puntos frontera tipo 1, 2 y 3 existe la posibilidad de configurar sus equipos de medida para que se registre la curva cuarto-horaria, simultáneamente a la curva horaria, aunque con una profundidad de registro de únicamente 41 días.
- Para puntos frontera tipo 4 no existe en la actualidad obligación de medida horaria.
- Para los puntos frontera tipo 5, además de la misma limitación de profundidad de registro de los tipos 1, 2 y 3, no existe la posibilidad de registro simultáneo de medida horaria y cuarto-horaria.

Se propone, por tanto, la siguiente hoja de ruta sobre los equipos de medida, que no contempla la obligación de sustitución masiva de contadores que se encuentren dentro de su vida útil (excepto en el caso de los tipo 4 de consumidores e instalaciones que formen parte de un BSP), sino el perfilado de medidas horarias a cuarto-horarias en los casos que sea necesario:

- Para los equipos de medida ya instalados con las especificaciones y protocolos actualmente vigentes:
 - Para los puntos frontera tipo 1, 2 y 3: configurar en los casos necesarios el registro de la curva cuarto-horaria, simultáneamente a la curva horaria, con la profundidad de registro actual, manteniendo los equipos actuales.
 - Para los puntos frontera tipo 4: establecer⁵ la instalación de equipos con capacidad horaria y protocolo específico del sistema de telegestión y telemedida. Las medidas cuarto-horarias necesarias se obtendrían con perfiles.
 - Para los puntos frontera tipo 5: mantener equipos con medida horaria. Las medidas cuarto-horarias necesarias se obtendrían con perfiles.

⁵ Competencia del MITECO.



- En 2019: realizar consultas públicas para evolucionar las funcionalidades incluidas en los protocolos actuales⁶: IEC 870-5-102 y telegestión. En el siguiente apartado (Cronograma propuesto) se precisa más el proceso de implementación de las nuevas especificaciones y funcionalidades de los protocolos de equipos de medidas.
- Para los nuevos modelos de equipos instalados⁷ con las futuras evoluciones de especificaciones y funcionalidades de los protocolos⁸:
 - Para los puntos frontera tipo 1, 2 y 3: equipos con registro de curva cuarto-horaria, simultáneamente a la curva horaria, con una profundidad de registro de 166 días para ambos casos.
 - Para los puntos frontera tipo 4: obligación de instalar equipos con capacidad horaria y cuarto-horaria simultánea y capacidad de registro de 166 días.
 - Para los puntos frontera tipo 5: obligación de instalar equipos con capacidad horaria y cuarto-horaria simultánea y capacidad de registro de 166 días.

En lo referente a cambios en los sistemas, éstos se deben preparar para el registro, procesamiento, estimación y publicación de medidas cada 15 minutos, además de los procesos de perfilado para los casos en los que los equipos de medida no dispongan de registro con ese nivel de resolución.

7.2. Cronograma propuesto.

Si bien el plazo establecido para el cambio del periodo de liquidación de desvíos a 15' es de 3 años desde la entrada en vigor de la EBGL (es decir, hasta el 18 de diciembre de 2020), existe la posibilidad de solicitar una excepción temporal de una sola vez, y como máximo hasta el 1 de enero de 2025. Dicha excepción temporal debe solicitarla el TSO a la NRA (en el caso español, la solicitaría Red Eléctrica a la CNMC).

La propuesta para esta hoja de ruta es solicitar el plazo máximo de excepción temporal contemplado en la EBGL, e indicado en el párrafo anterior:

Obligations	2017				2018				2019				2020				2021				2022				2023			
	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4
ISP 15'																									ISP Prórroga +4yrs (1/1/2025)			

No obstante lo anterior, se plantean tres hipotéticos escenarios de fecha de cambio del periodo de liquidación de desvíos a 15':

- Escenario 1: programación cuarto-horaria e ISP de 15' acoplados (2º trimestre de 2021).
- Escenario 2: ISP de 15' en 4º trimestre de 2023 (intermedio).

⁶ Competencia del MITECO.

⁷ Una vez agotado el stock de los equipos con las especificaciones y funcionalidades actuales.

⁸ La siguiente generación de equipos de telegestión (Smartmeter 2.0) deberán cumplir con las características mínimas establecidas en la Directiva Europea -actualmente pendiente de aprobar- "Common rules for the internal market in electricity".



- Escenario 3: ISP de 15' a partir del 1 de enero de 2025 (agotando el plazo máximo de excepción temporal).

De acuerdo con la información facilitada por OMIE, el mercado intradiario pasará a 15 minutos cuando el ISP pase a 15 minutos.

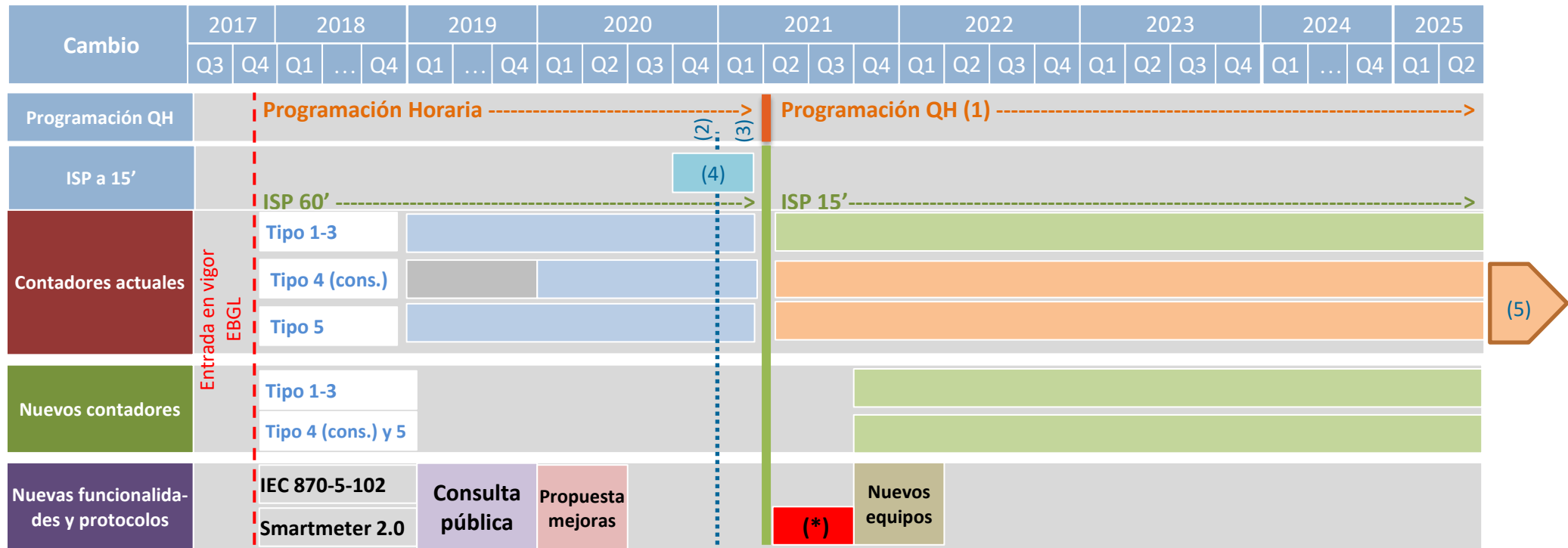
En ningún caso se considera la opción de convivencia de medida horaria y cuarto-horaria en los sistemas en función de la participación de las instalaciones en las plataformas europeas para el intercambio de energías de balance, ya que añadiría una enorme complejidad al proceso de lectura de los equipos de medida. Es decir, a partir de la fecha para la que se decida el paso a un ISP de 15' todos los equipos de medida deberán disponer de medida cuarto-horaria (real o perfilada), y hasta entonces se recuperará en todos los casos la medida horaria únicamente.

En las siguientes páginas se detalla el cronograma correspondiente a los tres escenarios anteriormente citados:



Escenario 1

Programación QH e ISP de 15' acoplados



Leyenda periodo integración contadores actuales y nuevos:

Medida horaria Sin medida horaria Medida 15' Medida 15' perfilada

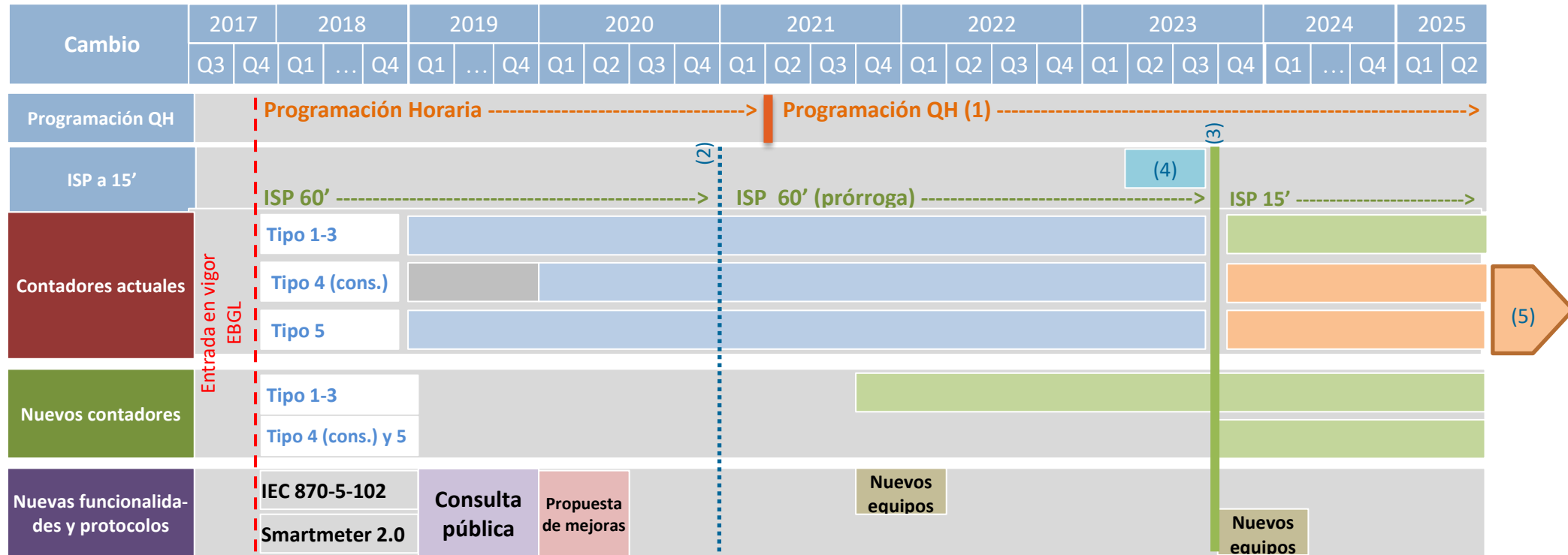
(*) Periodo transitorio sin posibilidad de instalar equipos smartmeter 2.0 con medida de 15' para puntos tipos 4 y 5

- (1) Desde Q2 2021, sistemas preparados para MI de 15' y un posible MD de 15'.
- (2) Requisito implantación ISP = 15' (sin derogación) de acuerdo con EBGL
- (3) Q2 2021 = Fecha implantación ISP 15'
- (4) Pruebas con sistemas de los participantes (6 meses)
- (5) Hasta sustitución por avería o renovación (una vez agotado stock de equipos actuales)



Escenario 2:

ISP de 15' en 2023



Legenda periodo integración contadores actuales y nuevos:

Medida horaria Sin medida horaria Medida 15' Medida 15' perfilada

(1) Desde Q2 2021, sistemas preparados para MI de 15' y un posible MD de 15'. **No se necesitarán medidas de energía cada 15' en ningún caso hasta inicio de ISP de 15' (tampoco para las instalaciones de un BSP)**

(2) Requisito implantación ISP = 15' (sin derogación) de acuerdo con EBGL

(3) Q4 2023 = Fecha implantación ISP 15'

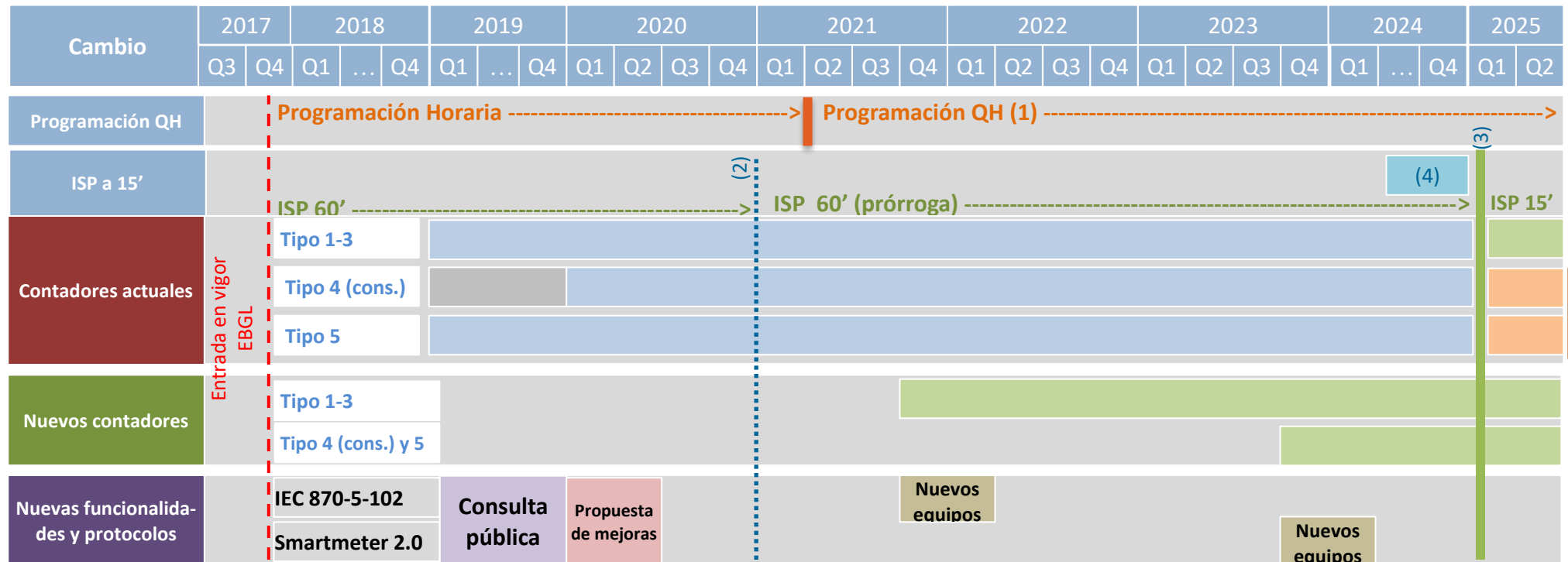
(4) Pruebas con sistemas de los participantes (6 meses)

(5) Hasta sustitución por avería o renovación (una vez agotado stock de equipos actuales)



Escenario 3:

ISP de 15' desde 1/1/2025



- (1) Desde Q2 2021, sistemas preparados para MI de 15' y un posible MD de 15'. **No se necesitarán medidas de energía cada 15' en ningún caso hasta inicio de ISP de 15' (tampoco para las instalaciones de un BSP)**
- (2) Requisito implantación ISP = 15' (sin derogación) de acuerdo con EBGL
- (3) 1/1/2025 = Fecha implantación ISP 15'
- (4) Pruebas con sistemas de los participantes (6 meses)
- (5) Hasta sustitución por avería o renovación (una vez agotado stock de equipos actuales)

Leyenda periodo integración contadores actuales y nuevos:

Medida horaria	Sin medida horaria	Medida 15'	Medida 15' perfilada
----------------	--------------------	------------	----------------------



Las ventajas y desventajas identificadas para cada uno de los tres escenarios descritos anteriormente son las siguientes:

ESCENARIO	VENTAJAS	DESVENTAJAS
Escenario 1 (Q2 de 2021)	<ul style="list-style-type: none"> Inicio simultáneo con la programación cuarto-horaria. 	<ul style="list-style-type: none"> No existirán equipos de medida tipos 4 y 5 con capacidad de integración cuarto-horaria. Tiempo insuficiente para nuevos desarrollos y pruebas de sistemas.
Escenario 2 (Q4 de 2023)	<ul style="list-style-type: none"> Existirán equipos tipos 4 y 5 con capacidad de integración cuarto-horaria. 	<ul style="list-style-type: none"> Riesgo de no tener disponibles a tiempo los equipos con nuevas especificaciones.
Escenario 3 (01/01/2025)	<ul style="list-style-type: none"> Se dispondrá de mayor tiempo para desarrollos y pruebas de sistemas. 	<ul style="list-style-type: none"> La mayoría de Estados Miembros de la UE ya habrán pasado a un ISP de 15' con anterioridad.

7.3. Justificación de la propuesta.

El cronograma propuesto cumple con el Artículo 53 de la EBGL. Asimismo, la solicitud de excepción temporal establecida en el Artículo 62 de la EBGL se considera necesaria por la complejidad de los desarrollos en los sistemas de todos los sujetos y operadores implicados en los intercambios de información.

7.4. Implicaciones en otras normativas

El periodo horario es la base de cálculo en otras normativas que será necesario adaptar con su correspondiente consulta pública:

- PVPC (Real Decreto 216/2014)
- Precio de venta y adquisición en los territorios no peninsulares (Anexo I del Real Decreto 738/2015)
- Programación del enlace Balear (Real Decreto 1623/2011)
- Autoconsumo (Real Decreto en tramitación)
- Liquidación del control de factor de potencia (Real Decreto 413/2014)
- Chequeo de la calidad de la telemedida (Real Decreto 413/2014)



LISTA DE ACRÓNIMOS

- ACE:** Area Control Error
- aFRR:** Frequency Restoration Reserves with automatic activation
- AGC:** Automatic Generation Control
- BRP:** Balance Responsible Party
- BSP:** Balancing Service Provider
- CMOL:** Common Merit Order List
- EBGL:** Commission Regulation (EU) 2017/2195 of 23 November 2017 establishing a Guideline on Electricity Balancing
- FCR:** Frequency Containment Reserve
- IF:** Implementation Framework
- FSKAR:** Financial Settlement of $k\Delta f$, ACE and Ramping period
- $k\Delta f$:** Exchange as a result of the Frequency Containment Process
- IGCC:** International Grid Control Cooperation
- IN:** Imbalance Netting
- ISHP:** Imbalance Settlement Harmonisation Proposal (All TSOs' proposal to further specify and harmonise imbalance settlement)
- ISP:** Imbalance Settlement Period
- LFC:** Load-Frequency Control area
- MARI:** Manually Activated Reserves Initiative
- MD:** Mercado Diario
- mFRR:** Frequency Restoration Reserves with manual activation
- MI:** Mercado Intradía
- NRA:** National Regulatory Authority
- PICASSO:** Platform for the International Coordination of Automated frequency restoration and Stable System Operation
- PVPC:** Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor
- QH:** Cuarto-Horario
- RCP:** Regulación Compartida Peninsular
- RP:** Ramping Period
- RR:** Replacement Reserves
- T&C:** Terms and Conditions (T&C) para Balancing Service Providers (BSP) y Balance Responsible Parties (BRP) en el sistema eléctrico peninsular español
- TERRE:** Trans-European Restoration Reserves Exchange
- TSO:** Transmission System Operator
- UP:** Unidades de Programación
- ZR:** Zona de Regulación



Paseo del Conde de los Gaitanes, 177
28109 Alcobendas (Madrid)

Tel. 91 650 85 00 / 20 12

www.ree.es