

TRÁMITE DE AUDIENCIA DE LA PROPUESTA DE RESOLUCIÓN POR LA QUE SE APRUEBA EL NUEVO PROCEDIMIENTO DE OPERACIÓN ELÉCTRICO 7.5 SOBRE EL SERVICIO DE RESPUESTA ACTIVA DE LA DEMANDA Y SE MODIFICA EL 14.4

(DCOOR/DE/003/23)

CONSEJO. SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidente

D. Ángel Torres Torres

Consejeros

D. Xabier Ormaetxea Garai

D.^a Pilar Sánchez Núñez

D.^a María Ortiz Aguilar

Secretaria

D.^a. María Ángeles Rodríguez Paraja

En Madrid, a xxxx de xxxx de 2023

De acuerdo con la función establecida en el artículo 7.1.c de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC, la Sala de la Supervisión Regulatoria, resuelve:

TABLA DE CONTENIDO

ANTECEDENTES DE HECHO	3
FUNDAMENTOS DE DERECHO.....	5
Primero. Habilitación competencial para aprobar estos procedimientos	5
Segundo. Síntesis de la adaptación que se aprueba mediante la presente resolución.....	6
Tercero. Valoración de la propuesta bajo el Reglamento EB.....	7
Tercero1. Definición del producto específico y del período de tiempo en el que será utilizado (art 26.1.a)	8
Tercero2. Justificación del producto específico (art 26.1.b)	10
Tercero3. Descripción de las medidas propuestas para minimizar el uso de productos específicos (art 26.1.c).....	11
Tercero4. Conversión del producto específico en estándar (art 26.1.d y e)	12
Tercero5. Demostración de que los productos específicos no crean ineficiencias ni distorsiones significativas en el mercado de balance dentro y fuera de la zona de programación (art 26.1.f)	12
Cuarto. Consideraciones sobre la propuesta del operador del sistema	14
Cuarto.1. Sobre el establecimiento de un precio máximo	14
Cuarto.2. Sobre el cálculo del volumen requerido	15
Cuarto.3. Sobre el proceso de asignación	15
• Sobre la presentación de ofertas.....	16
• Sobre el proceso de asignación de ofertas	16
• Sobre el algoritmo de asignación de ofertas de respuesta activa de la demanda.....	16
• Sobre la comunicación de los resultados de la asignación del servicio de respuesta activa de la demanda.....	17
RESUELVE	17
ANEXO: PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN	18

ANTECEDENTES DE HECHO

Primero. Con fecha 24 de diciembre de 2020, se publicó en el Boletín Oficial del Estado la Resolución de 10 de diciembre de 2020, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se aprueba la adaptación de los procedimientos de operación del sistema a las condiciones relativas al balance, aprobadas por esta misma Comisión mediante Resolución de 11 de diciembre de 2019.

Dicha adaptación de los procedimientos de operación incorporaba, entre otros aspectos, la participación de la demanda en los servicios de balance.

Por otra parte, las condiciones relativas al balance prevén en su artículo 5.4 la posibilidad de que el operador del sistema eléctrico español disponga localmente de productos específicos conforme a lo establecido en el artículo 26 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 (Reglamento EB), al objeto de garantizar la seguridad de la operación y de mantener el equilibrio del sistema, de acuerdo con lo que se desarrolle en los procedimientos de operación.

Segundo. El Real Decreto-ley 17/2022, de 20 de septiembre, por el que se adoptan medidas urgentes en el ámbito de la energía, en la aplicación del régimen retributivo a las instalaciones de cogeneración y se reduce temporalmente el tipo del Impuesto sobre el Valor Añadido aplicable a las entregas, importaciones y adquisiciones intracomunitarias de determinados combustibles, creó un servicio de respuesta activa de la demanda (SRAD) para el sistema eléctrico peninsular español, configurado, de acuerdo con la justificación dada por la norma, como un producto específico de balance, para hacer frente a las situaciones de escasez de energía de balance proporcionada por otros servicios estándar de activación manual ya en funcionamiento.

El citado Real Decreto-ley estableció la creación del SRAD en su disposición adicional primera y articuló el detalle técnico de funcionamiento del servicio en su Anexo II. Adicionalmente, se establecía que dicho producto debía estar operativo desde el 1 de noviembre de 2022, y que debía ser asignado mediante la celebración de una subasta anual de manera previa al inicio del periodo de prestación del servicio.

De esta manera, en octubre de 2022 el operador del sistema organizó la primera subasta del servicio de respuesta activa de la demanda, asignándose el servicio a instalaciones de demanda por un total de 490 MW, con entrega entre el 1 de noviembre de 2022 y el 31 de octubre de 2023.

Así mismo, la disposición adicional primera del Real Decreto-ley 17/2022, en el párrafo segundo de su apartado primero, recogía que, *“de conformidad con el referido reglamento [Reglamento EB] y con la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, la autoridad competente podrá llevar a cabo la adaptación, modificación o, en su caso, derogación, del servicio de respuesta activa de la demanda regulado en este real decreto-ley”*.

Tercero. Con fecha 31 de mayo de 2023, tuvo entrada en la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia (CNMC) un escrito de Red Eléctrica, en su calidad de operador del sistema, que incluía la propuesta del nuevo procedimiento de operación (P.O.) del sistema 7.5 *Servicio de respuesta activa de la demanda*, así como la adaptación del procedimiento de operación 14.4 *Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema*, para incluir aquellos aspectos necesarios para la retribución del nuevo servicio. Adicionalmente, el escrito se acompañó de un informe justificativo de los cambios incorporados en el texto de los procedimientos, así como de los comentarios recibidos de los sujetos interesados.

Las propuestas habían sido previamente sometidas a consulta pública por el operador del sistema, a través de su página web, entre el 17 de marzo y el 19 de abril de 2023, dando cumplimiento al trámite exigido tanto por la Circular 3/2019 de la CNMC, como por el artículo 10.5 del Reglamento EB.

Cuarto. Tras analizar la propuesta recibida del operador del sistema, teniendo en cuenta que la propuesta de P.O.7.5 establece un segundo periodo de prestación del servicio de respuesta activa de la demanda que empieza el 1 de noviembre de 2023, se debe agilizar lo máximo posible la tramitación del P.O. 7.5 para permitir al operador del sistema convocar la subasta pertinente cumpliendo con todos los plazos previos a la misma establecidos en el propio procedimiento de operación.

Quinto. Con fecha 28 de julio de 2023, y de acuerdo con la Disposición Transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, se dio trámite de audiencia, enviando al Consejo Consultivo de Electricidad la *“Propuesta de Resolución por la que se aprueba el nuevo procedimiento de operación eléctrico 7.5 sobre el servicio de respuesta activa de la demanda, y se modifica el 14.4”*. Asimismo, en esa misma fecha, en cumplimiento del trámite de información pública, se publicó en la página web de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia la citada propuesta de resolución para que los sujetos formularan sus alegaciones antes del 4 de septiembre de 2023.

Sexto. Con fecha 28 de julio de 2023, se remitió la propuesta de resolución a la Dirección General de Política Energética y Minas, del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, para que pudiera aportar sus comentarios.

FUNDAMENTOS DE DERECHO

Primero. Habilitación competencial para aprobar estos procedimientos

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

La Circular 3/2019, de 20 de noviembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, establece las metodologías que regulan el funcionamiento del mercado mayorista de electricidad y la gestión de la operación del sistema, incluidos los servicios de balance.

Por otra parte, el artículo 5 del Reglamento UE 2017/2195 de 23 de noviembre de 2017 por el que se establece una directriz sobre el balance eléctrico (Reglamento EB), asigna a las autoridades reguladoras nacionales la competencia para aprobar las condiciones y metodologías relativas a los servicios de balance. En particular, el apartado 4.c) de dicho artículo 5 prevé la aprobación por la autoridad reguladora de cada Estado Miembro de las Condiciones relativas al balance aplicables en su territorio nacional. Igualmente, el apartado 4.d) del mismo artículo 5 prevé la aprobación por la autoridad reguladora nacional de las propuestas de los gestores de las redes de transporte relativas a la definición y el uso de productos específicos conforme a lo dispuesto en el artículo 26.1 del Reglamento EB.

Las Condiciones relativas al balance previstas en el apartado 4.c) del artículo 5 del Reglamento EB fueron aprobadas mediante Resolución de 11 de diciembre de 2019, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Las

condiciones prevén en su artículo 5.4 la posibilidad de que el operador del sistema eléctrico español disponga localmente de productos específicos conforme a lo establecido en el artículo 26 del Reglamento EB.

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

Por su parte, el artículo 7.1, párrafo final, de la Ley 3/2013, de 4 de junio, habilita a la CNMC para dictar actos de ejecución y aplicación de las circulares, que habrán de publicarse en el BOE.

Al amparo de esas competencias, y teniendo en cuenta las circunstancias de hecho previamente expuestas, la CNMC considera conveniente aprobar el nuevo procedimiento de operación P.O. 7.5 *Servicio de respuesta activa de la demanda*, y modificar el P.O.14.4, al objeto de introducir los cambios necesarios para adaptar dicho procedimiento de operación a la establecido en el nuevo procedimiento de operación P.O. 7.5.

Segundo. Síntesis de la adaptación que se aprueba mediante la presente resolución

La presente resolución aprueba el nuevo procedimiento de operación P.O. 7.5 sobre el servicio de respuesta activa de la demanda, y modifica el P.O.14.4, al objeto de introducir los cambios necesarios para adaptar dicho procedimiento de operación a la establecido en el nuevo procedimiento de operación P.O. 7.5.

El **P.O.7.5 Servicio de respuesta activa de la demanda** tiene por objeto reglamentar el funcionamiento del servicio específico de balance de respuesta activa de la demanda (SRAD) del sistema eléctrico peninsular español, para hacer frente a situaciones en las que se identifique una insuficiencia de reserva de regulación terciaria a subir. Dicho objeto se alcanza mediante la publicación del requerimiento de potencia de respuesta activa de la demanda, de los periodos de prestación del servicio y de la previsión de activación del servicio; la asignación de la prestación del servicio mediante un mecanismo de subasta; la activación, control y medida de la provisión del servicio; y la retribución de la provisión del servicio al precio marginal resultante de la subasta de adjudicación.

Con respecto al procedimiento que fuera aprobado mediante el Real Decreto-ley 17/2022, este P.O. 7.5 incorpora algunos cambios sustanciales, tales como vincular el SRAD únicamente al servicio de regulación terciaria (reservas de

recuperación de la frecuencia con activación manual); dar mayor flexibilidad al comercializador para modificar sus unidades de programación, así como a las instalaciones, para que cambien de comercializador; o restringir a las unidades proveedoras del SRAD su participación en el proceso de solución de restricciones técnicas del sistema. Incorpora también cambios de procedimiento, como por ejemplo: cambios en los plazos y horarios de la realización de la subasta y sus trámites asociados; distinción entre unidad para la participación de la subasta y la unidad de programación proveedora del servicio; se proponen mejoras de redacción y aclaraciones sobre los distintos apartados del procedimiento de habilitación, convocatoria de subasta, validación y asignación de ofertas y publicación de la información por parte del operador del sistema.

El **P.O.14.4 *Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema*** tiene por objeto determinar los derechos de cobro y las obligaciones de pago que se derivan de los servicios de ajuste del sistema a efectos del proceso de liquidación, según lo establecido en el procedimiento de operación 14.1. y en los procedimientos de operación relativos a dichos servicios.

El P.O.14.4 se modifica al objeto de incorporar la liquidación del servicio de respuesta activa de la demanda. Así, la propuesta incorpora la liquidación del SRAD, conforme a lo siguiente:

- Se añade un nuevo apartado 9 para la liquidación de la asignación y el incumplimiento de la energía en el SRAD.
- Se modifica el apartado 13 para incluir la energía activada en este servicio en la determinación y el cálculo del desvío.
- Se añade un nuevo apartado 18 para la liquidación de la asignación de potencia y el incumplimiento de la disponibilidad en el SRAD.

Tercero. Valoración de la propuesta bajo el Reglamento EB

En el proceso de análisis por la CNMC de la propuesta recibida del operador del sistema se han tenido en cuenta los requisitos establecidos para dicha propuesta en el artículo 26.1 del Reglamento EB, así como otras exigencias que dicho reglamento y/o metodologías que lo desarrollan prevén para los productos específicos de balance. En este apartado se analiza el cumplimiento de dichos requisitos, así como el encaje del producto propuesto con otros aspectos del reglamento y, en particular, sus objetivos.

En concreto, el apartado 1 del Artículo 26 del Reglamento EB requiere que una propuesta para definir y utilizar productos específicos de energía de balance y de reserva de balance incluya como mínimo:

- a) una definición de los productos específicos y del periodo de tiempo en el que serán utilizados;
- b) una demostración de que los productos estándar no son suficientes para garantizar la seguridad de la operación y para mantener eficientemente el equilibrio del sistema, o una demostración de que algunos recursos de balance no pueden participar en el mercado de balance a través de productos estándar;
- c) una descripción de las medidas propuestas para minimizar el uso de productos específicos sobre la base de la eficiencia económica;
- d) en su caso, las normas para convertir las ofertas de energía de balance procedentes de productos específicos en ofertas de energía de balance procedentes de productos estándar;
- e) en su caso, la información sobre el proceso para la conversión de las ofertas de energía de balance procedentes de los productos específicos en ofertas de energía de balance procedentes de productos estándar y la información sobre cuál será la lista de orden de mérito común en la que se llevará a cabo la conversión;
- f) una demostración de que los productos específicos no crean ineficiencias ni distorsiones significativas en el mercado de balance dentro y fuera de la zona de programación.

Tercero1. Definición del producto específico y del período de tiempo en el que será utilizado (art 26.1.a)

La propuesta define el producto específico de respuesta activa de la demanda en el apartado cuarto del P.O. 7.5, como *“la variación de potencia activa a subir que puede realizar una unidad de programación en un tiempo inferior o igual a 15 minutos desde que es requerida su activación y que puede ser mantenida durante 3 horas consecutivas al día”*. Asimismo, establece que su contratación será realizada mediante subasta, que asignará unidades de programación que podrán ser activadas para aportar la potencia comprometida dentro de los periodos de activación previamente definidos en la subasta.

Es decir, se trata de un producto específico de reserva de balance a subir para la recuperación de la frecuencia con activación manual. El producto específico

comparte con el producto estándar mFRR el tiempo de activación, pero no la duración de la entrega, que se prolonga en este caso hasta las 3 horas, en lugar de los 15 minutos del producto estándar.

Por otra parte, no se prevé la existencia de ofertas de energía en el horizonte de oferta establecido para la regulación terciaria (mFRR), tal que determine el orden de mérito de la activación. En efecto, los potenciales proveedores del SRAD compiten presentando ofertas de reserva que son asignadas con horizonte anual. Aquellos que resultan adjudicatarios en dicha subasta, devienen obligados a entregar la energía comprometida (reducción del programa de consumo) cuando así les sea requerido por el operador del sistema en tiempo real. La liquidación de dicha entrega de energía se lleva a cabo al precio resultante para el producto estándar de reserva terciaria. El orden de mérito de la activación se basa en un criterio de turnos rotatorios.

A este respecto, si bien el Reglamento EB prevé la existencia de ofertas de energía, independientemente del modo como se contrate la provisión de reserva, por ejemplo, a la hora de definir la reserva de balance (artículo 2.5) o al establecer las obligaciones de los proveedores de servicios de balance con reserva comprometida (artículo 16.4), se puede considerar una aplicación más permisiva al caso de los productos específicos. En este sentido, por ejemplo, el párrafo f) del artículo 18.7, permite aplicar una excepción para el requerimiento del artículo 16.6 en el caso de productos específicos que no son intercambiados con los sistemas vecinos. Dicho artículo 16.6 prohíbe que el precio de las ofertas de energía de balance venga predeterminado por el contrato de reserva de balance. En todo caso, el servicio propuesto no predetermina el precio de la energía en el momento de ejecutar la subasta de capacidad, sino que dicho precio resulta posteriormente de la asignación de regulación terciaria, reflejando así el valor de la energía en tiempo real. Además, la asignación en turno rotatorio sin ofertas de energía cumple dos objetivos esenciales:

- garantizar la activación (evitando las ofertas de energía a precio máximo) y así la participación real en servicios de balance;
- y minimizar el impacto sobre el servicio estándar de regulación terciaria, ya que no altera el orden de mérito de la escalera de ofertas.

Por otro lado, en cuanto a la definición del periodo de tiempo en que será utilizado el producto, el P.O. 7.5 no define un periodo máximo de utilización del producto específico SRAD. No obstante, se trata de un producto cuya vigencia, marcada por la convocatoria de subastas discretas, será anual y coincidente con el año natural a partir de 2025. Además, por exigencia del Reglamento EB, todos los productos específicos son sistemáticamente revisados cada dos años (artículo 26.2), reportándose información periódica sobre su justificación e impacto (artículo 60.2). De este modo, cualquier impacto negativo o pérdida de necesidad del servicio podrá ser detectado e interrumpido mediante la no convocatoria de

nuevas subastas para futuros periodos de asignación. Adicionalmente, se podrá valorar la eliminación de este servicio cuando la demanda comience a participar de manera activa en el producto estándar.

Tercero2. Justificación del producto específico (art 26.1.b)

El párrafo b del apartado 1 del artículo 26 del Reglamento EB exige una demostración de que los productos estándar no son suficientes para garantizar la seguridad de la operación y para mantener eficientemente el equilibrio del sistema, o una demostración de que algunos recursos de balance no pueden participar en el mercado de balance a través de productos estándar. En este caso, de acuerdo con el informe justificativo que acompaña la propuesta del operador del sistema, la necesidad del producto se sustentaría sobre la base del segundo fundamento, es decir, que la demanda potencialmente flexible del sistema eléctrico peninsular no puede participar en el mercado de balance a través de los productos estándar establecidos.

La apertura de los mercados de energía de balance a la demanda se produjo en enero de 2021, tras la implementación de la Resolución de 10 de diciembre de 2020 de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se adaptaron los procedimientos de operación del sistema a las condiciones relativas al balance, aprobadas previamente por Resolución de 11 de diciembre de 2019, y que permitían la participación de la demanda en dichos mercados. Sin embargo, transcurridos más de dos años desde la aprobación de esta resolución, la participación de la demanda ha sido meramente testimonial (una única unidad de programación de demanda habilitada, con una potencia de 7 MW, habiendo provisto al sistema una energía total de 2 MWh). Entre las causas alegadas por los potenciales proveedores de demanda en diversos foros y trámites de audiencia, se encuentran las características del producto de energía de balance y el plazo de contratación.

En relación con las características del producto de energía, los sujetos alegaron que necesitaban un periodo más largo de entrega, ya que la detención de ciertos procesos industriales conlleva un tiempo de recuperación mayor de los 15 minutos del producto estándar mFRR e incluso de los actuales 60 minutos del producto estándar RR. Por ello, el SRAD se basa en la provisión de un producto con entrega de varias horas.

En relación con el plazo de contratación, la reivindicación de los sujetos fue que no se justifica abordar una inversión en flexibilidad por la posible adjudicación puntual en un servicio de energía, por elevado que sea el precio en ese momento. Es decir, necesitan una retribución en capacidad cierta y durante un periodo de tiempo prolongado, tal que justifique la decisión de asumir el esfuerzo inversor. Por ello, el SRAD se basa en la provisión de un producto de capacidad con adjudicación anual.

En cuanto a justificar la necesidad de potenciar la participación de la demanda en los servicios de balance, hay que considerar en primer lugar los compromisos de la transición energética y, en particular, la exigencia de fomentar la respuesta de la demanda establecida por la Directiva 944/2019 y el Reglamento 943/2019. Pero, sobre todo, se deben valorar las necesidades de flexibilidad del sistema eléctrico peninsular español para mantener el equilibrio entre la generación y la demanda en todo momento. A este respecto, el operador del sistema indica que considera necesario disponer del recurso de balance que puede proporcionar la demanda. En condiciones normales, el sistema eléctrico español dispone de suficiente recurso flexible, sin embargo, ante determinadas circunstancias, como las observadas en el periodo invernal 2022-2023 (escasez de energía primaria - renovable y gas-, bajas reservas hidráulicas -año seco-, fuerte exportación a los sistemas adyacentes, etc.), la reserva proveniente de la generación podría resultar insuficiente para afrontar grandes desvíos. Esta situación podría empeorar en el futuro, a medida que crezca la potencia renovable en el sistema y con ella sus desvíos. Si bien dichas tecnologías de generación renovable son ya elegibles en los mercados de balance españoles desde el año 2016 y participan activamente, se requerirán nuevos proveedores para suplir el decrecimiento de la generación convencional, donde la demanda puede jugar un papel fundamental.

Teniendo en cuenta lo anterior, se considera conveniente para la transición energética motivar la participación de la demanda en los servicios de balance a través de un producto específico. Ello sin perjuicio de que se siga trabajando en identificar y eliminar las barreras existentes, y confiando en que la toma de contacto de la demanda con los servicios de balance le permita poner en valor el beneficio que puede resultar de su flexibilización. De este modo, el producto específico podrá ser suspendido en el momento en que ya no resulte necesario.

Tercero3. Descripción de las medidas propuestas para minimizar el uso de productos específicos (art 26.1.c)

El nuevo P.O 7.5 establece que el producto específico de servicio de respuesta activa de la demanda solo se activaría en caso de identificarse una situación de insuficiencia de recurso de reserva terciaria a subir disponible (mFRR por sus siglas en inglés), por debajo de las necesidades identificadas de acuerdo con el procedimiento correspondiente (P.O.1.5). Esto se diferencia del producto SRAD aprobado en el Real Decreto-ley 17/2022, de 20 de septiembre, en que se consideraba también la posible escasez del producto RR.

De este modo, se busca minimizar la activación del servicio, limitándola a situaciones en que resulte necesario. La escasez de reserva RR podría ser suplida con mFRR, mientras que ya no se dispone de otro producto de reserva manual que pueda suplir una escasez de mFRR. Además, dado que la oferta de todo el recurso de energía mFRR disponible en el sistema tiene carácter

obligatorio para los proveedores habilitados, se garantiza que la activación del SRAD se producirá en momentos en que no haya otra vía para incrementar la disponibilidad de mFRR.

Tercero4. Conversión del producto específico en estándar (art 26.1.d y e)

Los párrafos d y e del apartado 1 del artículo 26 del Reglamento EB exigen que la propuesta contemple, en su caso, las normas para convertir las ofertas de energía de balance procedentes de productos específicos en ofertas de energía de balance procedentes de productos estándar, la información sobre el proceso para la conversión de las ofertas de energía de balance procedentes de los productos específicos en ofertas de energía de balance procedentes de productos estándar y la información sobre cuál será la lista de orden de mérito común en la que se llevará a cabo la conversión.

En este caso, no se prevé realizar la conversión de las ofertas, por lo que no se incluyen estos aspectos. La no conversión podría justificarse en primer lugar porque, tal como se ha expuesto anteriormente, no se dispondrá de ofertas de energía, con lo que el operador del sistema se vería forzado a incorporar un precio a las ofertas, con la consiguiente alteración del orden de mérito, salvo que dicho precio fuera el límite técnico máximo, lo que a su vez provocaría un impacto sobre el precio del balance, tanto local como en otras zonas de oferta.

Otro factor a considerar es que el periodo de entrega del producto SRAD es muy superior (de dos a tres horas de entrega de energía) al del producto estándar, por lo que su conversión a producto estándar mFRR podría provocar distorsiones en el cálculo de los desvíos de los periodos subsiguientes a su activación. Como ya se ha recogido previamente, esta mayor duración de la entrega de energía se ha considerado necesaria para ofrecer a la demanda las condiciones adecuadas para facilitar su participación en los servicios de balance del sistema, pues periodos de entrega inferiores, como los establecidos en los productos estándar, no les resultan suficientemente atractivos.

Por tanto, la no conversión del producto específico a estándar se fundamenta en minimizar el impacto del nuevo producto SRAD sobre los mercados de balance estándares.

Tercero5. Demostración de que los productos específicos no crean ineficiencias ni distorsiones significativas en el mercado de balance dentro y fuera de la zona de programación (art 26.1.f)

El producto específico de respuesta activa de la demanda, tal y como está definido en el P.O. 7.5, objeto de aprobación mediante la presente resolución, está dirigido a sujetos (comercializadores/agregadores) e instalaciones

(consumos) que, aun pudiendo participar en los servicios de balance del sistema eléctrico español, no lo están haciendo. Al mismo tiempo, el procedimiento establece la incompatibilidad de participación en el SRAD y en el resto de los servicios de balance con productos estándar simultáneamente, así como tampoco se puede simultanear con la actividad en el proceso de solución de restricciones técnicas. Por todo ello, no se espera que la incorporación del producto específico SRAD tenga impacto en las ofertas para productos estándar de energía existentes hasta la fecha. Tampoco puede tener impacto sobre la provisión de capacidad de balance, puesto que el TSO español no contrata dicha capacidad para el producto de regulación terciaria (mFRR).

Respecto a la incompatibilidad de participar en el resto de los servicios de balance, se fundamenta en la propia justificación del SRAD, esto es, permitir la flexibilización de instalaciones que no pueden proporcionar los productos estándar. Por otra parte, se evitan de este modo los arbitrajes entre mercados de operación por parte de los proveedores del SRAD, lo que en caso de permitirse sí podría impactar sobre la competencia, provocando ineficiencias y distorsiones.

Por otra parte, como se ha indicado anteriormente, los proveedores del SRAD no presentarán ofertas de energía, por lo que no se verá alterada la escalera de orden de mérito de las ofertas de energía. Al mismo tiempo, este nuevo producto, según lo recogido en el P.O. 7.5. solo será activado en aquellos periodos donde se detecte insuficiencia de reserva terciaria a subir. Lo que de nuevo acota el posible impacto al producto de regulación terciaria (mFRR), en sentido a subir, y exclusivamente en periodos de escasez de oferta.

Otro factor que puede mitigar el impacto del SRAD es el hecho de que la participación esté limitada solo a instalaciones de demanda y con potencia mayor de 1 MW. La apertura del servicio a otras tecnologías podría afectar a la liquidez del resto de servicios de balance, ya que tanto la generación renovable como el almacenamiento (bombeo) participan hoy activamente en los servicios de balance, lo que no sería coherente con el argumento de necesidad del servicio para las tecnologías que no pueden proporcionar producto estándar. En cuanto a la limitación de 1 MW se justifica en cuestiones técnicas de visibilidad de las instalaciones (telemidas, adscripción a centro de control, etc.), pero también tiene sentido excluir a la pequeña demanda que no presenta las limitaciones tecnológicas de los procesos productivos industriales y que por tanto sí podría participar en los servicios de balance mediante agregación y producto estándar.

Para valorar el posible impacto fuera de la zona de programación, hay que tener en cuenta que, en el momento de aprobación de la presente resolución, el sistema eléctrico español aún no se ha conectado a la plataforma europea para el intercambio de energía de balance procedente de reservas de recuperación de la frecuencia con activación manual (denominada MARI), prevista en el

artículo 20 del Reglamento EB. La resolución de 27 de enero de 2022 de la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia, en materia de implantación y operatividad de la plataforma europea MARI, concedió una excepción temporal de hasta 24 meses tras el vencimiento del plazo establecido en el Reglamento EB para la conexión del sistema español a dicha plataforma, a petición del operador del sistema, y haciendo uso de la habilitación normativa prevista en el apartado sexto del precitado artículo 20 del Reglamento EB.

Por tanto, y hasta la efectiva conexión del sistema eléctrico español a la Plataforma MARI, prevista para no más tarde del mes de julio de 2024, no se espera afección del producto SRAD fuera de la zona de programación española.

No obstante todo lo anterior, y para prever y poner solución a impactos no previstos en el momento de redacción y aprobación del producto SRAD, se supervisarán por parte de la CNMC posibles impactos, tanto en la zona española como en otras zonas europeas (tras la conexión efectiva a MARI), para que, en el caso de detectarse ineficiencias o deficiencias en el desarrollo del servicio de respuesta activa de la demanda, puedan aplicarse medidas paliativas para la subasta y el periodo de activación siguientes o, incluso, suspenderse el servicio.

Cuarto. Consideraciones sobre la propuesta del operador del sistema

Cuarto.1. Sobre el establecimiento de un precio máximo

El apartado 7.3 de la propuesta de P.O.7.5 prevé que, con carácter previo a la celebración de la subasta, la CNMC pueda establecer un precio máximo para el servicio de respuesta activa de la demanda, que podrá ser de carácter confidencial, expresado en €/MW con dos decimales, y que podrá establecerse como un valor fijo o como resultado de una fórmula de cálculo.

Esta Comisión considera adecuada la previsión de un precio máximo, al objeto de evitar un encarecimiento excesivo de los costes de provisión de servicios de balance que soporta la demanda, y que podría venir motivado por aspectos ajenos al coste del servicio, por ejemplo, por una falta de liquidez de oferta debida al bajo interés de los potenciales proveedores, o por unos precios de oferta elevados como consecuencia de la incertidumbre sobre el número y duración de las activaciones o sobre el coste real del servicio para los procesos productivos del proveedor.

A este respecto, no se encuentra impedimento en el Reglamento EB u otras normas de rango comunitario o nacional. Si bien la citada regulación promueve la no existencia de límites de precio en los procesos de mercado, la imposición

se limita a los segmentos de energía y productos estándar, cuya provisión es de carácter transfronterizo y puede tener, por tanto, impacto en las zonas adyacentes y el mercado interior.

Cuarto.2. Sobre el cálculo del volumen requerido

La propuesta de P.O.7.5 establece en su apartado 6 la publicación, entre otros, del requerimiento de respuesta activa de la demanda en MW, por parte del operador del sistema, sin especificar la metodología de cálculo de dicho requerimiento.

A este respecto, se considera necesario establecer un control para supervisar con carácter ex ante que dicho requerimiento sea establecido sobre la base de una necesidad de reserva de balance, de acuerdo con los criterios previstos en el procedimiento de operación 1.5, sobre establecimiento de la reserva para la regulación frecuencia-potencia, y respetando lo dispuesto en los reglamentos de operación del sistema y balance¹ en relación con el dimensionamiento de la reserva de balance y los productos específicos.

Para ello, esta Comisión ha añadido un párrafo al final del apartado 6 de la propuesta de P.O.7.5, en el cual se requiere al operador del sistema que comunique a la CNMC el valor de dicho requerimiento, debidamente justificado, con carácter previo a la publicación del mismo. Se prevé asimismo que la CNMC pueda modificar de forma motivada este valor.

Cuarto.3. Sobre el proceso de asignación

Esta Comisión considera adecuado el mecanismo de subasta contenido en la propuesta (subasta multiproducto de precio uniforme -precio marginal- de sobre cerrado y telemática) por ser sencillo, eficiente y cuyo coste de organización es económico. Además, los adjudicatarios reciben la misma retribución por la provisión del mismo servicio.

No obstante, se realizan las siguientes consideraciones sobre el proceso de la subasta.

¹ Reglamento (UE) 2017/1485 de la Comisión, de 2 de agosto de 2017, por el que se establece una directriz sobre la gestión de la red de transporte de electricidad y Reglamento (UE) 2017/2195 de la Comisión, de 23 de noviembre de 2017, por el que se establece una directriz sobre el balance eléctrico.

- **Sobre la presentación de ofertas**

Esta Comisión considera necesario acortar la fase de recepción de ofertas, así como la fase de casación y publicación de los resultados. En particular, y en línea con otras subastas energéticas en el que se utiliza el mecanismo de subasta planteado, esta Comisión ha modificado la propuesta en el sentido de acortar a un día la fase de recepción de ofertas (en la propuesta del operador del sistema se contemplaban cinco días hábiles).

- **Sobre el proceso de asignación de ofertas**

Se considera adecuada la previsión de que exista un precio máximo a establecer por la CNMC, para lo cual esta Comisión podrá solicitar cuanta información estime necesaria, entre otros, al operador de sistema. No obstante lo anterior, y con independencia del establecimiento de un precio máximo, al objeto de garantizar la efectiva competencia en la subasta, esta Comisión considera necesario establecer también que la oferta válida del servicio supere en, al menos, un 20% al requerimiento de potencia subastado.

Los cambios necesarios han sido incorporados por esta comisión en el texto del procedimiento.

- **Sobre el algoritmo de asignación de ofertas de respuesta activa de la demanda.**

La propuesta del operador del sistema establece que, a igualdad de precio, se ordenen primero los bloques indivisibles y a continuación los divisibles. Al objeto de no promover ofertas de bloques indivisibles que dificulten el proceso de casación por ser menos flexibles que los bloques divisibles y, en tanto que se contempla una holgura en la casación (+/- 5%), esta Comisión considera más adecuado que a igualdad de precio el bloque divisible tenga prioridad en la prelación de ofertas sobre los bloques indivisibles, por lo que se ha modificado el texto del procedimiento en este sentido.

En la misma línea, la propuesta establece que a igualdad de precio y de tipo (ambos divisibles o indivisibles), la prelación la tenga el bloque de mayor potencia. Esta Comisión considera que dar prelación a los bloques de mayor potencia sobre los de menor podría inducir en algún caso a una mayor concentración en la adjudicación, y por ello se modifica la propuesta, estableciendo que la prelación sea de los de menor potencia sobre los de mayor potencia. Esto también reducirá el riesgo de la provisión del servicio ante potenciales incumplimientos.

- **Sobre la comunicación de los resultados de la asignación del servicio de respuesta activa de la demanda.**

Se modifica la propuesta del operador del sistema incluyendo que este comunicará a la CNMC los resultados provisionales y finales, así como todas las ofertas presentadas por los participantes.

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

RESUELVE

Primero. Aprobar los procedimientos de operación P.O.7.5. *Servicio de respuesta activa de la demanda* y P.O.14.4. *Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema*, que se incluyen en el Anexo.

Segundo. Los procedimientos aprobados por la presente resolución surtirán efectos desde el día siguiente al de la publicación de esta resolución en el Boletín Oficial del Estado.

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

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

ANEXO: PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN

[El texto de los procedimientos se consulta en control de cambios respecto a la última versión aprobada por la CNMC. En el caso del P.O.14.4, no se han incorporado los cambios propuestos en el paquete de adaptación de los POs a las Condiciones aplicables a los servicios de no frecuencia e hibridación, que se encuentra actualmente en fase de audiencia, para facilitar la distinción de los cambios que se proponen y porque se desconoce el orden en que se aprobarán finalmente las modificaciones. No obstante, debe entenderse que ambas revisiones son independientes y aditivas.]