

III. OTRAS DISPOSICIONES

COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA

701 *Resolución de 14 de enero de 2021, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se modifica el procedimiento de operación 3.3 Activación de energías de balance procedentes del producto de reserva de sustitución (RR).*

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

En fecha 2 de diciembre de 2019, se publicó en el Boletín Oficial del Estado la Circular 3/2019, de 20 de noviembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen las metodologías que regulan el funcionamiento del mercado mayorista de electricidad y la gestión de la operación del sistema.

La Circular 3/2019, en su artículo 19, establece que el operador del sistema eléctrico será responsable de la gestión de los mercados de servicios de balance prestados por los proveedores de estos servicios para garantizar el adecuado equilibrio entre la generación y la demanda, y la seguridad y la calidad del suministro eléctrico. También según este mismo artículo será responsable el operador del sistema eléctrico de la liquidación a los proveedores de los volúmenes activados de energía de balance, la liquidación de los intercambios de energía con otros operadores, así como de la liquidación de los desvíos a cada sujeto de liquidación responsable del balance. Todo ello, según lo dispuesto en el Reglamento (UE) 2017/2195 de la Comisión, de 23 de noviembre de 2017, por el que se establece una directriz sobre el balance eléctrico.

El artículo 18 del Reglamento (UE) 2017/2195 establece que los gestores de la red de transporte de cada estado miembro elaborarán una propuesta relativa a las condiciones aplicables a los proveedores de servicios de balance y las condiciones aplicables a los sujetos de liquidación responsables del balance. En el caso del sistema eléctrico español, dichas condiciones fueron aprobadas por la CNMC con fecha 11 de diciembre de 2019 y publicadas en el BOE el 23 de diciembre de 2019.

El apartado 6 del artículo 13 de las citadas Condiciones relativas al balance, aprobadas por la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC con fecha 11 de diciembre de 2019, prevé que el operador del sistema eléctrico pueda establecer requerimientos elásticos dependientes del precio para los procesos de asignación de los servicios de balance de reservas de sustitución (RR) y de reservas manuales para la recuperación de la frecuencia (mFRR), conforme a lo previsto en los marcos de aplicación para la creación de las plataformas europeas para el intercambio de las energías de balance. Este mismo apartado especifica que los criterios para la utilización de los requerimientos elásticos y la determinación de los precios en el sistema eléctrico español se detallarán en los procedimientos de operación.

Con fecha 10 de diciembre de 2020 la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC aprobó mediante resolución la adaptación de los procedimientos de operación del sistema a las Condiciones relativas al balance aprobadas por resolución de la CNMC de 11 de diciembre de 2019. Esta adaptación no incluía el desarrollo previsto por el

apartado 6 del artículo 13 de las condiciones, que no había sido incorporado por el operador del sistema eléctrico, por no ser urgente su implementación para dar cumplimiento al Reglamento 2195/2017, ya que la utilización de requerimientos elásticos es voluntaria.

La puesta en marcha de los mercados transfronterizos de balance previstos en el Reglamento 2195/2017 supone un reto para todos los sistemas eléctricos europeos, tanto para los operadores de dichos sistemas, que han de proponer las metodologías de aplicación e implementar los sistemas y procesos correspondientes, como para los reguladores que aprueban dichas normas y, especialmente, para los participantes en los mercados, que han de adaptar sus sistemas a las nuevas reglas del juego.

El operador del sistema eléctrico español está participando ya hoy en dos de las plataformas transfronterizas de balance previstas por el Reglamento 2195/2017: la plataforma LIBRA, para el intercambio de producto de reserva de sustitución (RR), y la plataforma IGCC, para la compensación de desvíos entre sistemas. La participación en la plataforma LIBRA está regulada a nivel nacional en el procedimiento de operación 3.3 (P.O. 3.3). El marco para la creación de esta plataforma permite el uso de requerimientos elásticos por parte de los operadores del sistema eléctrico.

La participación del operador del sistema eléctrico en la plataforma LIBRA se materializó en marzo del año 2020. En una primera fase, el sistema español operaba aislado, ya que los sistemas vecinos no estaban operando en la plataforma. Posteriormente, en una segunda fase, el 30 de septiembre de 2020 se iniciaron los intercambios transfronterizos de producto RR al incorporarse a la plataforma el operador del sistema eléctrico portugués (REN). Actualmente, el sistema eléctrico español intercambia reserva RR a través de sus interconexiones con Portugal y Francia.

En esta segunda fase, se han registrado ocasionalmente algunos resultados en la plataforma LIBRA que pueden considerarse que no son adecuados desde un punto de vista de la eficiencia de mercado, que es uno de los principales objetivos establecidos en el artículo 3 del Reglamento 2195/2017. Estas situaciones se han registrado fundamentalmente por falta de experiencia de los sujetos que proveen los servicios de reserva con los nuevos productos estándares, por falta de ofertas disponibles en los diferentes sistemas y por la aparición de situaciones inesperadas que no pudieron ser previstas durante la fase de diseño del algoritmo de casación, debido a la complejidad que supone la integración de las diferentes características de cada sistema.

Adicionalmente, también la puesta en marcha de la plataforma LIBRA y de los sistemas informáticos desarrollados de acuerdo con las especificaciones de esta nueva plataforma ha ocasionado la aparición de incidencias con distinto grado de alcance. En este sentido, cabe citar lo sucedido en la hora 12 del pasado día 11 de diciembre de 2020, en la que el precio de la reserva RR subió alcanzó un valor de 6.100 €/MWh en una situación excepcional de fijación de precio motivada por las ofertas y necesidades enviadas a la plataforma desde los diferentes sistemas eléctricos conectados a la misma y un funcionamiento inesperado de los sistemas informáticos.

Teniendo en cuenta todo lo anterior, desde la entrada de los sistemas vecinos en la plataforma, se han producido situaciones puntuales de precios muy elevados en algunas áreas que no reflejan la situación de escasez de dichas zonas. En particular, dichas áreas disponían de un elevado volumen de ofertas presentadas a precio inferior al marginal resultante que fueron rechazadas por el algoritmo y, el precio lo determinaron ofertas más caras de otras zonas. Como consecuencia de estos hechos, en determinados momentos, el servicio RR no ha proporcionado las señales adecuadas a los participantes en el mercado. A este respecto, está previsto trabajar en el marco de la plataforma RR en la búsqueda de fórmulas para minimizar los volúmenes de ofertas rechazadas de forma inesperada.

Por otra parte, se estima que, en determinadas horas de esta segunda fase, el coste de activación del producto RR ha sido superior al que podría haberse obtenido si se hubieran resuelto las necesidades del sistema con otro tipo de productos de balance, bien RR específicos bien mFRR (regulación terciaria en el sistema eléctrico español).

El uso de requerimientos elásticos fue contemplado en los marcos para la creación de las plataformas RR y mFRR, para proporcionar a los TSOs una herramienta de flexibilidad con la que pudieran incrementar la eficiencia en situaciones como ésta, en las que existen distintos recursos que pueden satisfacer su necesidad. En este momento, su aplicación podría ayudar a mitigar las consecuencias negativas descritas en los párrafos anteriores, ligadas a una situación de aprendizaje y adaptación de los mercados, por lo que se considera necesaria la implementación del uso de los requerimientos elásticos en el sistema español. Para ello, se ha procedido a abordar la revisión del P.O. 3.3.

Asimismo, se considera conveniente el establecimiento de un mecanismo de salvaguarda en el caso de producirse anomalías en los sistemas informáticos, para lo que se solicita al operador del sistema eléctrico que realice una propuesta en la próxima revisión de sus procedimientos que mitigue las consecuencias de esas posibles anomalías.

Con fecha 22 de diciembre de 2020, y de acuerdo con la Disposición Transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, se dio trámite de audiencia, enviando al Consejo Consultivo de Electricidad la «Propuesta de resolución por la que se modifica el procedimiento de operación 3.3 Activación de energías de balance procedentes del producto de reserva de sustitución (RR)». 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 en el plazo de 10 días hábiles.

En este trámite, se ha recibido respuesta de 7 sujetos, entre empresas y asociaciones, 4 de los cuales realizan comentarios y sugerencias.

La mayoría de los sujetos solicitan que no se utilicen requerimientos elásticos. Esta cuestión ya ha sido debatida y justificada en los trámites de aprobación del marco de las plataformas TERRE (RR IF) y MARI (mFRR IF), así como de las Condiciones nacionales relativas al balance. En particular, en el trámite de aprobación de estas condiciones, se indicó que:

«La opinión negativa de los agentes españoles va en línea con las obtenidas en las consultas europeas de los marcos de las plataformas antes mencionadas. Es por ello que los reguladores europeos han previsto, en el contexto de las plataformas, mecanismos para la supervisión del impacto de los requerimientos elásticos y, en su caso, revisión de las condiciones para su utilización. [...]. Sin embargo, a pesar de la oposición de los sujetos, las ofertas elásticas se mantienen a nivel europeo, por el beneficio que pueden reportar en términos de eficiencia y reducción del coste.

En el nuevo marco de plataformas comunes para la asignación de recursos de balance, cada TSO compite de algún modo con los TSOs vecinos para conseguir los recursos más económicos posibles. Además, aumentan sus incertidumbres, entre otras cosas, porque disponen no sólo de productos estándares de balance sino también de posibles productos específicos nacionales. Así las cosas, teniendo en cuenta que otros TSOs sí harán uso de la opción de poner precio a sus requerimientos, en las mismas plataformas en las que estará operando REE, la CNMC considera oportuno contemplar esta opción en las Condiciones nacionales relativas al balance, a fin de que el operador del sistema español cuente con las mismas oportunidades que el resto de operadores.»

No obstante, se reitera que su uso en el sistema eléctrico español será supervisado estrechamente y podrá ser revisado, tanto el propio uso como la fórmula para la determinación del precio, en cuanto los resultados demuestren la aparición de ineficiencias en el mercado o se identifique alguna posibilidad de mejorar su aplicación.

Por último, la CNMC considera que el criterio adoptado de confidencialidad de la metodología podrá ayudar a minimizar el riesgo de que los requerimientos elásticos interfieran en la formación del precio en el mercado RR. Su publicidad podría provocar en la práctica la introducción de un límite de precio, al ser adoptado por los proveedores, que lo podrían reflejar en sus ofertas y ajustar sus estrategias en mercado. Asimismo, cabe señalar que, de acuerdo con la información disponible en la CNMC, los TSOs que

han aplicado o prevén aplicar este tipo de requerimientos en Europa han seguido este mismo criterio de confidencialidad.

Por todo ello, no se ha incorporado ninguna modificación sobre la propuesta remitida a consulta pública.

Con fecha 22 de diciembre de 2020, se remitió la propuesta de resolución a la Dirección General de Política Energética y Minas para que aportaran sus comentarios al respecto.

El artículo 5.4.c) del Reglamento (UE) 2017/2195 atribuye a la autoridad reguladora nacional de cada Estado miembro la aprobación de las condiciones relativas al balance.

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 (en particular, la ausencia de una propuesta previa de desarrollo del apartado 6 del artículo 13 de las Condiciones relativas al balance en la adaptación que se ha realizado de los procedimientos de operación del sistema, y la necesidad detectada por esta Comisión), la CNMC elaboró una propuesta de revisión del P.O. 3.3, que fue sometida a audiencia e información pública, tal como se indica en los antecedentes de hecho. Dicha propuesta se ha incorporado al texto del P.O. 3.3, tal y como se recoge en el anexo de esta resolución.

El objetivo principal de dicha revisión del procedimiento de operación P.O.3.3 «Activación de energías de balance procedentes del producto de reserva de sustitución (RR)» es desarrollar lo previsto en el apartado 6 del artículo 13 de las Condiciones relativas al balance, aprobadas por la CNMC el 11 de diciembre de 2019, en relación con el uso por el operador del sistema eléctrico de requerimientos elásticos dependientes del precio para los procesos de asignación del servicio de balance de reservas de sustitución (RR).

Los cambios que se introducen consisten en modificar el apartado 9.3 del PO 3.3, al objeto de contemplar que las necesidades de balance que se pondrán a disposición de la plataforma europea de RR desde el sistema eléctrico español podrán estar definidas como necesidades elásticas, y en añadir un nuevo anexo II al P.O.3.3 en el cual se establece la metodología que utilizará el operador del sistema para establecer las necesidades elásticas del sistema eléctrico español. Este anexo tiene un tratamiento confidencial para evitar predictibilidad del resultado por parte de los sujetos y, será remitido únicamente al operador del sistema.

La metodología de aplicación al establecimiento de los requerimientos elásticos se rige por los siguientes criterios:

Las necesidades de energías de balance de tipo RR pueden ser inelásticas, esto es, disposición del operador del sistema a comprar energía de balance independientemente del precio, y elásticas, disposición del operador del sistema a comprar energía de balance sólo si el precio marginal resultante de la asignación de energía de balance en la plataforma RR es inferior o en el límite igual (para la energía a subir) o superior o en el límite igual (para la energía a bajar) al precio del volumen elástico.

La metodología contempla que, para cada periodo de programación, el operador del sistema pueda establecer un reparto del volumen de necesidad de energía de balance de tipo RR (V_{RR}) entre volumen inelástico y elástico ($V_{RR} = V_{INELAS} + V_{ELAS}$), de acuerdo con lo previsto en el artículo 11.2 del marco de implementación de la plataforma RR. La utilización de un requerimiento elástico, así como el reparto del requerimiento entre volúmenes elástico e inelástico será determinado por el operador del sistema considerando la situación del sistema eléctrico español y los resultados de la plataforma LIBRA en sesiones anteriores.

Para calcular el precio a incorporar en las necesidades elásticas, la metodología utiliza como referencia los precios de la asignación del servicio de regulación terciaria

tanto a subir como a bajar, ya que actualmente es la alternativa al uso de energía de balance de tipo RR.

Por otra parte, la metodología incluye un valor adicional que se suma a los precios –a subir y a bajar– calculados anteriormente. Este valor adicional, siempre positivo para la energía a subir y negativo para la energía a bajar, permite tener en cuenta la tipicidad de los precios marginales de regulación terciaria. De esta forma, el valor adicional permite ajustar el precio de los requerimientos a las desviaciones que se puedan registrar en los precios, motivadas por las circunstancias de operación de cada momento.

Así, la metodología no fija un valor permanente, ya que, de facto, un posible valor permanente sería considerado un límite al precio de la asignación de ofertas de RR, lo que no está permitido de acuerdo con la normativa de aplicación. El precio lo determinará el operador del sistema diariamente de acuerdo con la aplicación de esta metodología.

Adicionalmente, sin perjuicio de que esta metodología pueda revisarse posteriormente para incorporar un mayor ajuste, la metodología prevé que uno de los componentes del valor adicional pueda ser modificado por la CNMC en caso de que las condiciones de mercado lo justifiquen y la metodología no refleje dichas condiciones.

Por cuanto antecede, la Sala de la Supervisión Regulatoria de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, 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 Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, modificada por el Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, y desarrollada a través de la Circular 3/2019, de 20 de noviembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen las metodologías que regulan el funcionamiento del mercado mayorista de electricidad y la gestión de la operación del sistema, y en cumplimiento de lo establecido en el artículo 5.1 de dicha circular, resuelve:

Primero.

Aprobar el procedimiento de operación PO 3.3 «Activación de energías de balance procedentes del producto de reserva de sustitución (RR)», incluido en el anexo de esta resolución.

Segundo.

La presente resolución surtirá efectos al día siguiente de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

La presente resolución se publicará en el «Boletín Oficial del Estado» a excepción del anexo II del P.O. 3.3, 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, incluido el anexo II del P.O. 3.3, se notificará a Red Eléctrica de España, S.A.

Madrid, 14 de enero de 2021.–El Secretario del Consejo de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, Joaquim Hortalà i Vallvé.

ANEXO I

Procedimiento de operación 3.3 Activación de energías de balance procedentes del producto de reserva de sustitución (RR)

1. Objeto

El objeto de este procedimiento es la aplicación en el sistema eléctrico peninsular español del proceso europeo de activación e intercambio de energías de balance correspondientes al producto de reservas de sustitución (producto *Replacement*

Reserves, RR por sus siglas en inglés), conforme a lo contemplado en el 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 (Reglamento SO) y en el Reglamento (UE) 2017/2195 de la Comisión de 23 de noviembre de 2017 por el que se establece una Directriz sobre el balance eléctrico (Reglamento EB).

2. Ámbito de aplicación

Este procedimiento aplica al operador del sistema eléctrico español (OS), a los proveedores de servicios de balance [*Balancing Service Providers* (BSPs), por sus siglas en inglés] habilitados por el OS conforme a lo establecido en la normativa de aplicación vigente, y a los sujetos de liquidación responsables del balance [*Balancing Responsible Parties* (BRPs), por sus siglas en inglés] del sistema eléctrico peninsular español.

3. Definiciones

A efectos de este procedimiento de operación se deberán tener en cuenta los términos y definiciones establecidos en el Reglamento (UE) 2019/943 relativo al mercado interior de la electricidad y en el artículo 4 de las Condiciones relativas al balance para los proveedores de servicios de balance y los sujetos de liquidación responsables del balance en el sistema eléctrico peninsular español, aprobadas por la CNMC, (en adelante Condiciones relativas al balance).

En particular, los términos correspondientes a:

- Mercado, se refiere al «Mercado mayorista de electricidad» al que se refiere el artículo 1 de la Circular 3/2019 de 20 de noviembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen las metodologías que regulan el funcionamiento del mercado mayorista de electricidad y la gestión de la operación del sistema.

- Participante en el mercado (PM), es una persona física o jurídica que compra, vende o genera electricidad, que participa en la agregación o que es un gestor de la participación activa de la demanda o servicios de almacenamiento de energía, incluida la emisión de órdenes de negociación, en uno o varios de los mercados de la electricidad incluyendo el mercado de balance, tal y como se define en el punto (25) del artículo 2 del Reglamento (UE) 2019/943 relativo al mercado interior de electricidad.

- Proveedor de servicios de balance (BSP, por sus siglas en inglés): participante en el mercado que suministra energía de balance y/o reserva de balance a los TSO, tal como se define en el punto (12) del artículo 2 del Reglamento (UE) 2019/943 relativo al mercado interior de la electricidad.

- Sujeto de liquidación responsable del balance (BRP, por sus siglas en inglés): participante en el mercado, o su representante elegido, responsable de sus desvíos en el mercado de la electricidad, tal como se define en el punto (14) del artículo 2 del Reglamento (UE) 2019/943 relativo al mercado interior de la electricidad.

4. Activación de energías de balance correspondientes al producto de reservas de sustitución (producto RR)

Conforme al artículo 19 del Reglamento EB, la activación e intercambio de energías de balance correspondientes al producto de reservas de sustitución (producto RR) se realizará mediante la utilización de la plataforma europea para el intercambio de dichos productos transfronterizos estándar de energías de balance, gestionada por los operadores del sistema conforme a lo establecido en el Reglamento EB.

La activación del producto RR en esta plataforma europea de servicios de balance se realizará conforme a lo previsto en el «Marco de aplicación de la plataforma europea de intercambio de energías de reservas de sustitución (RRIF, por sus siglas en inglés)»,

aprobado por las Autoridades Reguladoras Nacionales de todos los países participantes en este proceso, de acuerdo con el artículo 5.3.(a) del Reglamento EB.

Las ofertas del producto RR recibidas por el operador del sistema eléctrico peninsular español (OS) de los participantes habilitados como proveedores del servicio de reservas de sustitución, según el apartado 4 de este procedimiento, y validadas de acuerdo al artículo 9.2 de este procedimiento serán puestas a disposición de la plataforma RR por el OS para su activación. Los proveedores conectados en el sistema eléctrico peninsular español recibirán a su vez del OS la información necesaria para la activación de la energía de balance correspondiente al producto RR y su correspondiente liquidación.

5. Proveedores del servicio de reservas de sustitución (RR)

Podrán ser habilitadas por el operador del sistema eléctrico español como proveedoras del servicio de reservas de sustitución (RR) todas aquellas unidades de programación conectadas al sistema eléctrico peninsular español que acrediten su capacidad técnica y operativa para la prestación del servicio, conforme a lo establecido en el artículo 9 de las Condiciones relativas al balance para los proveedores de servicios de balance y los sujetos de liquidación responsables del balance en el sistema eléctrico peninsular español, aprobadas por la CNMC, de acuerdo con el artículo 5.4.(c) del Reglamento EB.

Para poder presentar ofertas del producto RR al OS y ser consideradas a todos los efectos participantes en este servicio, las unidades de programación deberán contar con la habilitación expresa del OS para la provisión de este servicio.

Las unidades de programación que estuvieran habilitadas en el servicio de gestión de desvíos el día inmediato anterior al del inicio de la participación del sistema eléctrico español en la plataforma europea de RR, se considerarán ya habilitadas para la provisión del servicio de reservas de sustitución, siéndoles no obstante de aplicación las condiciones de repetición de pruebas recogidas en el apartado 6.4 del PO 3.8. La habilitación de nuevas unidades de programación para el producto RR seguirá lo descrito en el procedimiento de operación por el que se establecen las pruebas para la participación de las instalaciones en los procesos gestionados por el operador del sistema.

El OS verificará la capacidad técnica y operativa de las unidades de programación habilitadas para la prestación del servicio de provisión de reservas de sustitución mediante la comprobación de los perfiles de respuesta en potencia para cada período de suministro de reservas. Dicha comprobación tendrá en cuenta el tiempo de activación (FAT) del producto de balance gestionado en el mercado de provisión de reservas de sustitución y el período de entrega en el sistema eléctrico peninsular español y la desviación de la potencia neta suministrada por la unidad de programación con respecto a su potencia neta programada en el mercado de provisión de reservas de sustitución. Mediante este seguimiento de la prestación del servicio, el OS reevaluará de forma continua la calificación de las unidades de programación como proveedoras del servicio de provisión de RR, conforme a lo recogido en el apartado 6 del artículo 162 del Reglamento (UE) 2017/1485 de la Comisión, dando así cumplimiento al proceso de reevaluación que debe ser realizado como mínimo una vez cada 5 años.

Si el OS detectara un incumplimiento reiterado de los requisitos exigidos y/o una inadecuada calidad del servicio prestado que pusiera de manifiesto la falta de capacidad técnica de la unidad de programación para la prestación del servicio y/o la no remisión de la información de cambios o modificaciones que pudieran afectar a la prestación del servicio, informará de forma detallada al titular de la unidad de programación y a la CNMC, concediendo un plazo para introducir las mejoras necesarias. Si pasado el plazo no se introdujeren las mejoras indicadas, el OS podrá retirar la habilitación para la prestación del servicio previamente concedida, hasta que se constate el cumplimiento del requerimiento del OS.

6. *Producto RR estándar para el intercambio de energías de balance entre sistemas eléctricos*

Conforme a lo establecido en el artículo 11(5) del RRIF el intercambio transfronterizo de energías de balance se realizará inicialmente por períodos de programación horarios. Con posterioridad, en una siguiente fase, se efectuará el cambio a la programación cuarto-horaria en los servicios de balance en el sistema eléctrico peninsular español.

En el artículo 6 del RRIF se define el producto RR que se utilizará para los intercambios de energías de balance entre sistemas. En el anexo I de este documento se encuentran detalladas dichas características, con las particularidades aplicables en el caso del sistema eléctrico peninsular español.

7. *Ofertas del producto RR de los proveedores del servicio al OS*

Las ofertas del producto RR podrán ser simples (completamente divisibles, divisibles o indivisibles) o bien presentar características complejas (exclusividad, multi-parte, vinculadas en tiempo), conforme a lo indicado en el artículo 9 del RRIF, con las particularidades previstas en el Anexo I de este documento, para los proveedores del servicio de RR en el sistema eléctrico peninsular español.

En el documento de intercambios de información entre los participantes en el mercado y el operador del sistema se incorporan los tipos de oferta admitidos por la plataforma europea para la gestión del producto RR.

De forma transitoria hasta que se produzca el paso a la programación cuarto-horaria en la gestión de los servicios de balance en el sistema eléctrico peninsular español, los proveedores del servicio de RR podrán utilizar aquellos tipos de oferta del producto RR que sean compatibles con la asignación de ofertas para períodos horarios completos.

8. *Proceso de activación de energías de balance del producto estándar RR*

El proceso de activación de energías de balance del producto estándar RR, finaliza 30 minutos antes del inicio del periodo de entrega de la energía y consta de las siguientes fases tal y como se indica en el artículo 3 del RRIF:

– Presentación por los proveedores del servicio al OS, de las ofertas de energías de balance correspondientes al producto RR.

– Envío del OS a la plataforma europea de activación del producto RR de la información correspondiente a:

- Ofertas válidas de energías de balance del producto RR.
- Necesidades de balance a satisfacer con energías de tipo RR.
- Capacidad disponible en las interconexiones internacionales (ATC) y, en su caso.
- Requisitos de control de flujo en las interconexiones.

– Comunicación de la plataforma europea de activación del producto RR al OS de la siguiente información:

- Activación de ofertas correspondientes a proveedores del servicio del sistema eléctrico peninsular español, realizada por la plataforma europea de RR.
- Necesidades satisfechas por la plataforma europea de RR.
- Capacidad de intercambio utilizada en el proceso RR.
- Posiciones netas del sistema eléctrico peninsular español.
- Programas establecidos en las interconexiones del sistema eléctrico peninsular español.
- Precios resultantes de la activación del producto RR.

– Comunicación del OS a los proveedores de este servicio en el sistema eléctrico peninsular español, de la siguiente información:

- Información sobre las ofertas de energía de balance, clasificadas conforme a los criterios establecidos en el proceso de validación descrito en el apartado 8.2 de este procedimiento en:

- Ofertas enviadas por el OS a la plataforma europea de RR:

- Disponibles para la asignación en la plataforma europea de RR.

- No disponibles para la asignación en la plataforma europea de RR por estar afectadas por limitaciones de programa por seguridad del sistema eléctrico peninsular español.

- Ofertas no enviadas a la plataforma por infactibilidad respecto al Programa Horario Final definitivo:

- Resultados de la activación del producto RR (ofertas aceptadas y precios).

La plataforma europea de RR comunicará al OS la posición neta (Net Position) de cada operador del sistema, al objeto de realizar las correspondientes validaciones entre operadores de sistema de acuerdo con lo establecido en el artículo 3.1.(e) del RRIF.

La hora límite para que los proveedores del servicio de RR envíen sus ofertas a los TSOs y la hora límite para el envío de la información a la plataforma europea de RR por parte de los TSOs son las definidas en los artículos 7 y 8 del RRIF, respectivamente.

Como resultado del proceso anterior, 30 minutos antes del inicio del suministro quedarán establecidos, en su caso, los programas de intercambio de energías de balance correspondientes al producto RR en las interconexiones del sistema eléctrico español.

En el caso de que el Programa Horario Final definitivo (PHFC) tras el mercado intradiario continuo de ámbito europeo se reciba con una antelación inferior a 48 minutos respecto al inicio del correspondiente horizonte de programación, el OS no realizará envío alguno de ofertas a dicha plataforma. En esta situación y en caso de identificarse una situación de emergencia, el OS sí podrá enviar las necesidades de balance a satisfacer con energías de tipo RR.

9. *Intercambios de información asociados al proceso de activación de energías de balance RR*

9.1 Capacidad disponible en las interconexiones internacionales (ATC).

EL OS comunicará y mantendrá actualizada, en todo momento, los valores de la capacidad de intercambio disponibles en las interconexiones internacionales para su consideración en el proceso de asignación de ofertas llevado a cabo por la plataforma europea para la gestión del producto RR, tal y como establece el artículo 3.1(a) del RRIF.

9.2 Ofertas de energías de balance de tipo RR de los proveedores del servicio validadas por el OS.

Según lo establecido en el artículo 3 del RRIF, el operador del sistema eléctrico español pondrá a disposición de la plataforma europea de RR las ofertas de energías de balance del producto RR presentadas por los proveedores del servicio, una vez validadas por el OS, respetando los plazos de tiempo establecidos a nivel europeo en el artículo 8 del RRIF.

Con una antelación no inferior a 5 minutos respecto a la hora límite para el envío a la plataforma europea de RR de las ofertas de los proveedores del servicio de acuerdo al artículo 8 del RRIF, el OS llevará a cabo un proceso de validación de las ofertas de RR recibidas, teniendo en cuenta el Programa Horario Final definitivo y la información de

indisponibilidades comunicadas por los proveedores del servicio hasta ese momento para el siguiente periodo horario de entrega de energía.

En este proceso de validación, se rechazarán (parcialmente, en el caso de ofertas completamente divisibles y divisibles, o totalmente, en el caso de ofertas indivisibles y complejas) aquellas ofertas que resulten no compatibles con su programa final y los límites físicos de la unidad de programación, y/o no respeten la potencia máxima disponible de generación o de consumo comunicada. Todas las ofertas resultantes de este proceso de validación serán enviadas a la plataforma europea de RR.

Adicionalmente, a las ofertas les serán de aplicación las limitaciones de programa establecidas por seguridad del sistema, y vigentes en ese momento, para resolver las posibles restricciones técnicas en el sistema, indicándose:

– Si son ofertas disponibles para la asignación en la plataforma europea de RR, en caso de que éstas no se vean afectadas por las limitaciones de programa aplicadas por seguridad del sistema eléctrico peninsular español.

– Si son ofertas indisponibles (parcialmente, en el caso de ofertas completamente divisibles y divisibles, o totalmente, en el caso de ofertas indivisibles y complejas) para la asignación en la plataforma europea de RR, en el caso de que estas ofertas estén afectadas por limitaciones de programa, aplicadas por seguridad del sistema eléctrico peninsular español.

Las indisponibilidades comunicadas por los proveedores del servicio recibidas con una antelación inferior a 5 minutos respecto a la hora límite para el envío a la plataforma europea de RR de las ofertas de los proveedores de servicio, serán tenidas en cuenta tras el proceso de asignación de la plataforma europea de RR.

9.3 Necesidades de energía de balance de RR del sistema eléctrico español.

El operador del sistema eléctrico español pondrá a disposición de la plataforma europea de RR las necesidades de balance del sistema eléctrico peninsular español para su consideración en el proceso RR respetando los plazos y formatos establecidos para estos intercambios de información a nivel europeo en el artículo 8 del RRIF.

Las necesidades de balance que se pondrán a disposición de la plataforma europea de RR podrán estar definidas como necesidades inelásticas y/o necesidades elásticas, llevando asociadas las necesidades elásticas un precio límite para la asignación del volumen de necesidad correspondiente, precio que será establecido mediante la aplicación de la metodología para la utilización de las necesidades elásticas del producto RR en el sistema eléctrico español, según se establece en el anexo II de este procedimiento.

De acuerdo a lo establecido en el artículo 11.2 del RRIF, el OS podrá incluir una banda de tolerancia asociada a su necesidad inelástica cuyo uso no podrá incrementar el precio marginal resultante de la asignación de la plataforma europea de RR.

El volumen de necesidades solicitado por el OS no superará el volumen de ofertas enviadas a la plataforma europea de RR, salvo en situaciones en las que la seguridad del sistema resulte comprometida, en cuyo caso y conforme a lo establecido en el artículo 11.2 del RRIF, el volumen de necesidades requerido a la plataforma podrá ser superior al volumen de ofertas enviadas a la plataforma europea de RR.

9.4 Requisitos de control de flujo en las interconexiones.

El operador del sistema eléctrico español podrá poner a disposición de la plataforma europea de RR requisitos de control de flujo en las interconexiones entre España y Francia, y/o entre España y Portugal de acuerdo a lo establecido en el artículo 3.1.(b) del RRIF.

9.5 Resultados de la activación de ofertas del producto RR por la plataforma europea.

Tras la recepción de la información relativa al resultado del proceso de optimización, desde la plataforma europea de RR, y con una antelación no inferior a 30 minutos respecto al inicio del suministro, el OS comunicará a los proveedores del servicio de RR la información relativa a la activación de sus ofertas en los formatos establecidos en el documento de intercambios de información entre los participantes en el mercado y el operador del sistema.

En caso de que por una incidencia en la plataforma europea de RR no se reciban los resultados de la activación de ofertas del producto RR, las necesidades del sistema eléctrico español serán cubiertas con la activación de energías del resto de servicios de balance del sistema, no estando prevista la aplicación de otros mecanismos de respaldo a nivel nacional específicos para el producto RR.

9.6 Actualización de la programación de los intercambios de energía en las interconexiones internacionales.

El establecimiento de programas transfronterizos de RR entre los operadores de los sistemas eléctricos interconectados dará lugar a una actualización de los programas de intercambio de energía eléctrica en las interconexiones internacionales del sistema eléctrico peninsular español con los respectivos sistemas eléctricos vecinos interconectados.

Una vez haya finalizado la fase de activación de ofertas y se hayan establecido los programas de intercambio transfronterizo de energías de balance del producto RR, éstos tendrán carácter firme.

10. Liquidación de las energías de balance del producto RR

La energía activada del producto RR a los BSPs del sistema eléctrico peninsular español, así como los intercambios transfronterizos de energías de balance entre operadores de sistemas eléctricos del producto RR, derivados de necesidades de balance de los sistemas, serán valorados al precio marginal del correspondiente periodo cuarto-horario de cada área no congestionada conforme a las propuestas desarrolladas en cumplimiento de los artículos 30 y 50 del Reglamento EB.

En caso de existir congestión en las interconexiones internacionales aflorará una renta de congestión derivada de la asignación común europea realizada por la plataforma de gestión del producto RR, correspondiente a la interconexión congestionada.

En el caso de ofertas activadas por razones de control de flujo en las interconexiones, la energía activada será valorada, en el periodo cuarto-horario correspondiente, al precio de oferta de dicha energía, siempre que su precio sea superior al precio marginal del producto RR en el sistema eléctrico peninsular español correspondiente a ese mismo periodo para ofertas de energía a subir o inferior al precio marginal en el caso de las ofertas a bajar. En otro caso, la energía activada será valorada al precio marginal correspondiente.

En el caso de ofertas activadas por razones de control del flujo en las interconexiones, el sobrecoste que resulte para el sistema eléctrico peninsular español se anotará en la cuenta del operador del sistema y será liquidado con cargo a las rentas de congestión de la correspondiente interconexión. En caso de que existan varios solicitantes de dicha acción sobre una interconexión, el sobrecoste se repartirá conforme a los acuerdos establecidos entre los operadores del sistema que comparten la interconexión.

Se verificará el cumplimiento efectivo del servicio, tanto en el caso de las activaciones de balance, como de las activaciones efectuadas por razones de control de flujo en las interconexiones, revisándose la liquidación en caso de incumplimiento.

La liquidación de la asignación del producto RR a los proveedores del servicio en el sistema eléctrico peninsular español será realizada por el OS conforme a lo establecido en el procedimiento de operación por el que se establecen los derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema.

La liquidación de los intercambios transfronterizos de energías de balance del producto RR para el sistema eléctrico peninsular español, se anotará en la cuenta del operador del sistema.

En caso de incidencia en el proceso de activación de energías de balance RR en el sistema eléctrico peninsular español, se garantizará la firmeza de los correspondientes intercambios de energía RR en las interconexiones internacionales del sistema eléctrico español. La liquidación económica derivada de la garantía de esta firmeza se financiará con cargo a cada una de las rentas de congestión del sistema eléctrico español, según corresponda.

El saldo mensual resultante de la liquidación de los intercambios transfronterizos de energías de balance programados en cada interconexión y de las rentas de congestión derivadas será liquidado entre el operador del sistema y la entidad de liquidación centralizada que actuará como contraparte entre los operadores de sistema europeos participantes en la plataforma europea de balance de RR.

11. Publicación de información

El operador del sistema publicará la información relativa al proceso de asignación del producto RR con la periodicidad y desglose que se determina en el procedimiento que establecen los intercambios de información relativos al proceso de programación.

12. Información a la CNMC

El OS informará a la CNMC mensualmente sobre el funcionamiento y resultados de la plataforma europea de energías de balance RR, incluyendo todos aquellos aspectos que resulten necesarios para la supervisión de la participación del sistema eléctrico español en dicha plataforma, incluyendo los siguientes aspectos:

- Uso de necesidades elásticas.
- Requerimientos de necesidades superiores al volumen de ofertas presentadas.
- Situaciones en las que la plataforma no haya cubierto las necesidades solicitadas desde el sistema eléctrico español.
- Justificación de los requerimientos de control de flujo en interconexiones.
- Utilización de la indivisibilidad en las ofertas de los proveedores del servicio. En particular, el OS notificará a la CNMC aquellos casos en que el uso de bloques indivisibles sea sistemático o resulte incoherente con las limitaciones técnicas de la unidad de programación correspondiente o pudiera reflejar comportamientos de mercado no adecuados.
- Número de horas sin participación en la plataforma europea de intercambio de energías de balance RR por retrasos en el mercado intradiario continuo de ámbito europeo.

El OS pondrá a disposición de la CNMC la información detallada de ofertas, necesidades y resultados del mercado RR en el sistema eléctrico español.

ANEXO I**Principales características del producto/oferta RR estándar**

Modo de activación	Programada, con activación manual
Periodo de preparación.	Entre 0 y 30 min.
Periodo de rampa de variación de potencia.	Entre 0 y 30 min.
Tiempo de activación (FAT).	30 min.
Periodo de desactivación.	Determinado por el BSP.
Cantidad mínima.	1 MW.
Cantidad máxima.	No se establece valor máximo alguno, salvo los límites técnicos correspondientes. ³ .
Duración mínima del periodo de entrega.	15 min ¹ .
Duración máxima del periodo de entrega.	60 min ² .
Localización.	Área de Control Frecuencia-Potencia (LFC) de España. Conforme a lo establecido en las condiciones de agregación de los BSP en las Condiciones relativas al balance, aprobadas por la CNMC de acuerdo al artículo 18 del Reglamento EB.
Periodo de validez.	En función de la oferta del BSP (15, 30, 45 o 60 minutos) ¹ .
Duración mínima entre el final de una desactivación y la siguiente activación.	Determinada por el proveedor del servicio en su oferta.
Resolución del precio de oferta.	0,01 €/MWh.
Límites al precio de oferta.	No se establecen límites a los precios, salvo los límites técnicos correspondientes. ³ .
Resolución del periodo de tiempo.	15 min.

¹ Hasta el paso a programación cuarto-horaria en el sistema eléctrico peninsular español, la duración mínima del periodo de entrega será igual a 60 min.

² La duración máxima del periodo de entrega depende de la frecuencia del proceso de activación. La plataforma europea de RR arrancará con una frecuencia de activación horaria, lo que implica 24 horizontes de activación y la posibilidad de realizar optimizaciones que cubran 60 min. En caso de incrementarse el número de horizontes de activación («gates»), por ejemplo, a 96 diarias, la duración máxima del periodo de entrega se reduciría a 15 min.

³ Los límites técnicos corresponden a los formatos de los campos que se establecen en el documento de intercambios de información entre los participantes en el mercado y el operador del sistema. Estos límites técnicos aplicables a los precios coincidirán con los valores armonizados que, en su caso, se establezcan de acuerdo con lo previsto en el apartado 2 del artículo 30 del Reglamento EB.

ANEXO II**Metodología para la utilización de las necesidades elásticas del sistema eléctrico español**

Confidencial.

III. OTRAS DISPOSICIONES

COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA

15526 *Resolución de 16 de septiembre de 2021, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se modifican los procedimientos de operación 3.3 y 14.4 para incorporar un mecanismo de salvaguarda en caso de anomalías en el servicio de reserva de sustitución.*

La Sala de Supervisión Regulatoria, 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 Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, modificada por el Real Decreto-ley 1/2019 y desarrollada a través de la Circular 3/2019, de 20 de noviembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen las metodologías que regulan el funcionamiento del mercado mayorista de electricidad y la gestión de la operación del sistema, y en cumplimiento de lo establecido en el artículo 23 de dicha circular, acuerda emitir la siguiente resolución.

Antecedentes de hecho

Primero.

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

En fecha 2 de diciembre de 2019, se publicó en el «Boletín Oficial del Estado» la Circular 3/2019, de 20 de noviembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen las metodologías que regulan el funcionamiento del mercado mayorista de electricidad y la gestión de la operación del sistema.

La Circular 3/2019, en su artículo 5, establece que el operador del sistema eléctrico deberá elaborar las propuestas necesarias para el desarrollo de la regulación europea. Asimismo, en su artículo 19, establece que el operador del sistema será responsable de la gestión de los mercados de servicios de balance prestados por los proveedores de estos servicios para garantizar el adecuado equilibrio entre la generación y la demanda, y la seguridad y la calidad del suministro eléctrico. También según este mismo artículo será responsable el operador del sistema eléctrico de la liquidación a los proveedores de los volúmenes activados de energía de balance, la liquidación de los intercambios de energía con otros operadores, así como de la liquidación de los desvíos a cada sujeto de liquidación responsable del balance. Todo ello, según lo dispuesto en el Reglamento (UE) 2017/2195 de la Comisión, de 23 de noviembre de 2017, por el que se establece una directriz sobre el balance eléctrico.

Segundo.

El artículo 19 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, prevé la

creación de una plataforma europea para el intercambio de energías procedentes de reservas de sustitución (RR por sus siglas en inglés - *Replacement Reserve*).

La plataforma RR fue desarrollada en el marco del proyecto TERRE, inició su operación el 6 de enero de 2020 y el sistema eléctrico español se conectó a la misma el 3 de marzo de 2020.

El día 11 de diciembre de 2020, el precio horario del producto RR en España fue 6.100,00 €/MWh, lo que dio lugar a un precio de los desvíos a bajar igual a 1.887,91 €/MWh (liquidación final provisional C4¹). Este precio elevado se debió, entre otras causas, a que la plataforma europea TERRE no dispuso de las ofertas de energías de balance presentadas en el sistema eléctrico peninsular español por una anomalía en los sistemas de información del operador del sistema.

¹ Última liquidación disponible a la fecha de elaboración de esta resolución.

En la resolución de la CNMC de 14 de enero de 2021, por la que se modificaba el procedimiento de operación 3.3 «Activación de energías de balance procedentes del producto de reserva de sustitución (RR)», esta Comisión consideró conveniente el establecimiento de un mecanismo de salvaguarda, aplicable en caso de producirse anomalías en los sistemas informáticos, tal que permitiera mitigar las consecuencias económicas sobre los sujetos de liquidación responsables del balance en el sistema eléctrico español. A este fin, se solicitaba al operador del sistema eléctrico que realizará una propuesta en este sentido, en la próxima revisión de los procedimientos de operación.

Tercero.

Con fecha 5 de julio de 2021 tuvo entrada en la CNMC la propuesta de REE de modificación de los procedimientos de operación para la implantación de la programación cuarto-horaria en la operación del sistema eléctrico peninsular español. Esta propuesta introduce, además, cambios en los procedimientos de operación 3.3 (P.O 3.3), que regula la «Activación de energías de balance procedentes del producto de reserva de sustitución (RR)» y 14.4 (P.O 14.4) que regula los «Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema», al objeto de establecer el mecanismo de salvaguarda solicitado por la CNMC.

La propuesta había sido previamente sometida a consulta pública por el operador del sistema, a través de su página web, entre el 5 de abril y el 7 de mayo de 2021. El escrito se acompañó de un informe justificativo de los cambios incorporados en el texto de los procedimientos, así como de los comentarios de los sujetos interesados.

Este paquete de procedimientos para la implantación de la programación cuarto-horaria no requiere una tramitación urgente, dado que la implantación no está prevista hasta febrero de 2022. No obstante, teniendo en cuenta el elevado volumen de trabajos en los sistemas de información que se prevén en los próximos meses, ya que de un modo u otro están bajo revisión todos los servicios de ajuste del sistema, se considera oportuno regular a la mayor brevedad el mecanismo de salvaguarda, al objeto de garantizar cobertura en caso de incidentes en los sistemas informáticos. Asimismo, se considera necesaria la implantación de esta medida para poder regularizar la situación que se registró el 11 de diciembre de 2020, antes de la Liquidación Final Definitiva correspondiente a dicho mes.

Cuarto.

Con fecha 30 de julio de 2021, 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 modifican los procedimientos de operación 3.3 y 14.4 para incorporar un mecanismo de salvaguarda en caso de anomalías en los sistemas de información que puedan afectar a los precios resultantes

de la activación de ofertas en la plataforma europea de reserva de sustitución». 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 en el plazo de 20 días hábiles.

Quinto.

Con fecha 2 de agosto de 2021, se remitió la propuesta de resolución a la Dirección General de Política Energética y Minas para que aportaran sus comentarios al respecto.

Fundamentos de Derecho

Primero. *Habilitación competencial para aprobar estos procedimientos.*

El objetivo de la revisión de los procedimientos de operación PO 3.3 y PO14.4, es establecer un mecanismo de salvaguarda aplicable en caso de anomalías en los sistemas de información, de carácter excepcional, con una repercusión significativa en la liquidación de la provisión y/o el uso de la energía RR en el sistema eléctrico español, tal que permita mitigar las consecuencias económicas sobre los sujetos de liquidación.

El artículo 6.5 del Reglamento (UE) 2019/943 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, relativo al mercado interior de la electricidad, dispone que los desvíos se liquiden a un precio que refleje el valor de la energía en tiempo real.

El artículo 5.4.c) del Reglamento (UE) 2017/2195 atribuye a la autoridad reguladora nacional de cada Estado miembro la aprobación de las condiciones relativas al balance aplicables a los proveedores de servicios de balance y a los sujetos de liquidación responsables del balance.

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. La Circular 3/2019 de la CNMC, en su artículo 23, asigna a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia la función de aprobar los procedimientos de operación derivados del desarrollo de dicha Circular.

Al amparo de esas competencias, y teniendo en cuenta las circunstancias de hecho previamente expuestas, en particular, la posibilidad de producirse alteraciones en la formación del precio de los mercados de balance por causas ajenas a los mismos, la CNMC considera conveniente revisar la redacción del PO 3.3 y PO 14.4.

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

Se introduce un nuevo apartado en el PO3.3 que prevé la posibilidad de que el operador del sistema eléctrico español pueda aplicar un precio diferente del precio resultante de la activación de ofertas en la plataforma europea de energía RR, para la liquidación de la provisión y/o el uso de dicha energía, en el caso de registrarse anomalías en los sistemas de información que, bajo determinadas circunstancias, puedan afectar a los precios resultantes de la activación de ofertas en la plataforma europea de energía RR, con una repercusión significativa en la liquidación de la energía RR y del desvío en el sistema eléctrico español.

Se establece que estos cambios en la liquidación tendrán carácter excepcional, limitándose exclusivamente a casos en los que se constate la existencia de una anomalía en los sistemas, a consecuencia de la cual se haya producido una afección significativa sobre la liquidación, en relación con el precio que hubiera resultado en otras circunstancias.

Se dispone que, en estas situaciones, el precio que se aplique para la liquidación de la energía RR en el sistema eléctrico español se calcule como el valor medio aritmético de los precios marginales de las asignaciones de energía RR realizadas en el mismo periodo de programación de todos los días en que haya habido tales asignaciones

durante el último mes inmediato anterior. De esta forma, siempre existirá una referencia válida del precio para realizar la nueva liquidación.

Adicionalmente, tras el trámite de consulta, se ha introducido la posibilidad de que el operador del sistema aplique en la liquidación un precio distinto al resultante con la fórmula de referencia especificada en el párrafo anterior, a petición de la CNMC. Esta posibilidad se ha considerado necesaria ya que no es posible prever con antelación toda la casuística de circunstancias que podrían concurrir en caso de incidente y, en determinados casos, el precio del mes anterior podría no reflejar adecuadamente el contexto en el que se produce la incidencia. Para ello, se prevé en el PO14.4 que el operador del sistema informe a la CNMC sobre los hechos y circunstancias de la anomalía, así como del precio calculado a la mayor brevedad posible. A la vista de las circunstancias y los impactos, esta Comisión podrá requerir al operador del sistema la liquidación a un precio distinto del calculado en aplicación de la fórmula de referencia.

La modificación de la liquidación podrá afectar, en su caso, a todos los sujetos objeto de liquidación en la zona de oferta española, tanto a los que tuvieran obligaciones de pago como derechos de cobro. No obstante, no podrá afectar a los sujetos proveedores de reserva RR ubicados en sistemas externos, dado que los resultados de la asignación transfronteriza se consideran firmes. Se prevé que estas diferencias se financien con cargo a las rentas de congestión correspondientes al sistema eléctrico español, puesto que la finalidad es mantener la firmeza de las transacciones establecidas en las plataformas internacionales de balance.

También se dispone en el PO3.3 que el operador del sistema deberá justificar la aplicación de este mecanismo de salvaguarda ante los participantes en el mercado.

Por último, se introduce un nuevo apartado en el PO14.4 para regular la liquidación del mecanismo de salvaguarda, con un contenido equivalente al introducido en el nuevo apartado del PO3.3. Igualmente, se añaden otras referencias en el PO14.4 a esta liquidación. Y, según lo indicado más arriba, se contempla en este PO14.4 que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrá requerir al operador del sistema la aplicación de un precio diferente al resultante con la fórmula de referencia.

Tercero. Sobre la aplicabilidad del mecanismo de salvaguarda al incidente del 11 de diciembre de 2020.

Como se ha indicado en los antecedentes de hecho, en la hora H.12 del día 11 de diciembre de 2020, el precio horario del producto RR en todos los sistemas eléctricos del oeste de Europa que utilizaban la plataforma RR, alcanzó 6.100,00 €/MWh, lo que dio lugar en esa hora a un precio de los desvíos a bajar en España, igual a 1.887,91 €/MWh. Este precio elevado tuvo su origen en el hecho de que la plataforma europea TERRE no pudo disponer de las ofertas de energías de balance presentadas en el sistema eléctrico peninsular español, por una anomalía en los sistemas de información del operador del sistema, y tuvo que cubrir las necesidades de RR del sistema español, además de las del resto de la región, con la oferta externa disponible en ese momento².

² El incidente coincidió con la existencia de una situación de escasez de ofertas y a precio elevado en el resto de zonas RR conectadas con el sistema español, con aplicación masiva de la condición compleja de indivisibilidad.

El mecanismo de salvaguarda objeto de esta resolución persigue establecer una cobertura que evite que los sujetos responsables del balance tengan que soportar el coste en situaciones como la descrita, con origen en anomalías de los sistemas de información, que, acompañadas de otras circunstancias, concluyan en un precio para las energías RR y el desvío significativamente superior al valor que hubiera resultado en otras circunstancias. El supuesto se cumple en este caso, dado que había ofertas de energía a subir para el producto RR mucho más económicas a disposición del sistema eléctrico español, ofertas que no pudieron ser activadas en la plataforma internacional debido al citado fallo de los sistemas de información; en consecuencia, la necesidad de

RR del sistema español tuvo que ser cubierta por las ofertas de los proveedores externos. Este elevado precio de la energía a subir del producto RR en la hora H.12 del día 11 de diciembre de 2020, afecta al precio del desvío a bajar y, por tanto, a todos los sujetos de liquidación responsables del balance en el sistema eléctrico español con desvíos a bajar en dicha hora.

A estos efectos, si bien la modificación del P.O 3.3 y P.O 14.4 incluida en el anexo ya contempla el modo de proceder ante una incidencia de este tipo, dado que el periodo H.12 del día 11 de diciembre de 2020 ya ha sido objeto de liquidación por parte del operador del sistema con el precio comunicado por la plataforma RR, se considera necesario que, de manera excepcional, se aplique también a esta hora lo previsto en estos procedimientos, en la liquidación Final Definitiva de ese periodo, tras la entrada en vigor de los mismos.

El apartado 6 del procedimiento de operación 14.1 *Condiciones generales del proceso de liquidación del operador del sistema*, dispone el calendario de liquidaciones del operador del sistema y prevé los casos en que pueden llevarse a cabo nuevas liquidaciones. Se contempla que el operador del sistema realice el cálculo de las sucesivas liquidaciones para un periodo determinado con la mejor información disponible, indicándose en varias ocasiones que en caso de surgir nueva información ésta podrá ser tenida en cuenta en la siguiente liquidación.

Por todo ello, se solicita al operador del sistema que lleve a cabo la reliquidación de la hora H.12 del día 11 de diciembre de 2020, aplicando lo previsto en el anexo de esta resolución.

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

Primero.

Aprobar los procedimientos de operación P.O.3.3 «Activación de energías de balance procedentes del producto de reserva de sustitución (RR)» y 14.4. «Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema».

Segundo.

Los procedimientos aprobados por la presente resolución entrarán en vigor al día siguiente a su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

Tercero.

Requerir al operador del sistema la reliquidación del periodo H.12 del 11 de diciembre de 2020, de acuerdo con lo dispuesto en los procedimientos de operación 3.3 y 14.4 que se aprueban mediante la presente resolución, lo que deberá ser aplicado, en la Liquidación Final Definitiva correspondiente.

La presente resolución se publicará en el «Boletín Oficial del Estado», en cumplimiento de los establecido en el artículo 7.1, párrafo final, de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC y se notificará a Red Eléctrica de España, S.A.

Madrid, 16 de septiembre de 2021.—El Secretario del Consejo de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, Joaquim Hortalà i Vallvé.

ANEXO I**Modificación del procedimiento de operación 3.3 «Activación de energías de balance procedentes del producto de reserva de sustitución (RR)»**

- Se añade al PO3.3 un apartado adicional 11 con el siguiente texto:

11. Mecanismo de salvaguarda en caso de anomalías en los sistemas de información que puedan afectar a los precios resultantes de la activación de ofertas en la plataforma europea de energía RR

En el caso de anomalías de los sistemas de información que puedan afectar a los precios resultantes de la activación de ofertas en la plataforma europea de energía RR, con una repercusión significativa en la liquidación de la provisión y/o el uso de la energía RR en el sistema eléctrico español, el operador del sistema podrá aplicar para la liquidación de la provisión y el uso de la energía RR en el sistema eléctrico español un precio diferente del precio resultante de la activación de ofertas en la plataforma europea de energía RR.

En estos casos de carácter excepcional, el precio que se aplicará para la liquidación de la provisión y el uso de la energía RR en el sistema eléctrico español se calculará, con carácter general, como el valor medio aritmético de los precios marginales de las asignaciones de energía RR realizadas en el mismo periodo de programación de todos los días en el último mes inmediato anterior. No obstante, se podrá aplicar un precio diferente, en casos debidamente justificados, cuando así lo requiera la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, de acuerdo con lo previsto en el Procedimiento de Operación 14.4. Las diferencias económicas que pudieran derivarse de la aplicación de este proceso de liquidación, necesarias para mantener la firmeza de las transacciones internacionales, se financiarán con cargo a las rentas de congestión correspondientes al sistema eléctrico español.

El operador del sistema deberá justificar la aplicación de este mecanismo de salvaguarda ante los participantes en el mercado y la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

- Se modifica la numeración de los actuales apartados 11 y 12, que pasan a ser 12 y 13, respectivamente.

ANEXO II**Modificación del procedimiento de operación 14.4 «Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema»**

- Se añade el siguiente párrafo al final de los apartados 5.1.a) y 5.2.a), 10.1.1 y 10.1.2:

En caso de aplicación del mecanismo de salvaguarda contemplado en el PO 3.3, el valor PMRR será calculado de acuerdo con lo establecido en el apartado 9 de este procedimiento.

- Se añade un nuevo apartado 9 con el siguiente texto:

9. Liquidación en caso de anomalías de los sistemas de información

En caso de anomalías de los sistemas de información que puedan afectar a los precios resultantes de la activación de ofertas en las plataformas europeas de energía de balance, el operador del sistema podrá aplicar un mecanismo de salvaguarda contemplado en el correspondiente procedimiento de operación.

En estos casos, con carácter excepcional, el operador del sistema calculará el precio de la correspondiente asignación de energía de balance como el valor medio aritmético de los precios marginales de las asignaciones del mismo producto en el sentido correspondiente en el mismo periodo de programación en todos los días del último mes inmediato anterior.

El operador del sistema informará a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia sobre los hechos y circunstancias de la anomalía, así como del precio calculado de acuerdo con el párrafo anterior, a la mayor brevedad posible. El operador del sistema aplicará en la liquidación un precio distinto del calculado con la fórmula de referencia prevista en el párrafo anterior cuando esté debidamente justificado y así se lo requiera la CNMC.

Las diferencias económicas que se deriven de dicho ajuste se financiarán con cargo a las rentas de congestión correspondientes al sistema eléctrico español.

– Se modifica la numeración de los actuales apartados 9 y siguientes que pasan a ser 10 y sucesivos.