

III. OTRAS DISPOSICIONES

COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA

16964 *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 Resolución de 11 de diciembre de 2019.*

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, 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 5, establece que el operador del sistema 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 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.

De acuerdo con el Reglamento (UE) 2017/2195, estas Condiciones deberán estar implementadas antes de transcurridos 12 meses desde su aprobación, para lo que se requiere la adaptación a las mismas de los procedimientos de operación del sistema. A tal fin, en el artículo 30.2 de las Condiciones relativas al balance se estableció un requerimiento al operador del sistema, solicitándole una propuesta de adaptación de los procedimientos de operación y en particular a: los artículos 7.1, 8.3, 8.5, 11.3 y 25.1; la participación de la demanda en los servicios de balance; los artículos 9.2e y 9.4, en lo relativo a las pruebas para el procedimiento de habilitación para la provisión de los servicios de balance; y los artículos 20.3 y 20.4, relativos al cambio de programas de los BRP.

El operador del sistema sometió a consulta pública, a través de su web, su propuesta de adaptación de los procedimientos, desde el 23 de marzo hasta el 30 de abril de 2020. Adicionalmente, el operador del sistema celebró tres seminarios web a lo largo del mes de abril sobre el contenido de la propuesta, al objeto de aclarar dudas y facilitar la participación de los sujetos interesados.

En fecha 8 de junio de 2020, tuvo entrada en la CNMC escrito del operador del sistema, por el que remitió la propuesta de adaptación de los procedimientos de operación del sistema a las Condiciones relativas al balance, en cumplimiento de lo establecido en el artículo 5 de la Circular 2/2020, de 9 de enero. En concreto, se adjuntan los siguientes procedimientos de operación:

- P.O. 3.1 Proceso de programación.
- P.O. 3.2 Restricciones técnicas.
- P.O. 3.3 Activación de energías de balance procedentes del producto de reserva de sustitución (RR).
- P.O. 3.6 Comunicación y tratamiento de las indisponibilidades de las instalaciones de generación, demanda y almacenamiento.
- P.O. 3.8 Pruebas para la participación de las instalaciones en los procesos y servicios gestionados por el operador del sistema.
- P.O. 7.2 Regulación secundaria.
- P.O. 7.3 Regulación terciaria.
- P.O. 9.1 Intercambios de información relativos al proceso de programación.
- P.O. 14.1 Condiciones generales del proceso de liquidación del operador del sistema.
- P.O. 14.2 Admisión de sujetos en el mercado y datos necesarios durante su participación.
- P.O. 14.4 Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema.

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, recibidos por el operador del sistema durante el período de consulta pública de la propuesta, y las respuestas de dicho operador a las alegaciones de los sujetos, justificando las razones por las que se decide incorporar o no a los procedimientos cada uno de los comentarios recibidos.

Con fecha 31 de julio 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 y al de Hidrocarburos la Propuesta de resolución de la CNMC por la que se aprueba la adaptación de los procedimientos de operación a las Condiciones relativas al balance aprobadas por la CNMC el 11 de diciembre de 2019. 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 hasta el 21 de septiembre.

Adicionalmente a los procedimientos cuya revisión proponía el operador del sistema, la CNMC incorporó en el trámite de consulta un procedimiento adicional, sobre suspensión y restablecimiento de las actividades del mercado, así como sendos cuestionarios sobre los requisitos para la constitución de las Unidades de Gestión Hidráulica y la necesidad de creación de una plataforma local para la publicación de información privilegiada. En este trámite, se recibieron comentarios de 25 sujetos, entre empresas y asociaciones, procedentes tanto del sector eléctrico como del gasista.

Con fecha 31 de julio de 2020, se remitió igualmente la propuesta de resolución a la Dirección General de Política Energética y Minas para que aportaran sus comentarios al respecto. Dicha Dirección General no formuló comentarios a la propuesta.

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 la prestación de servicios de balance en el sistema eléctrico.

El objetivo principal de la propuesta de revisión de los procedimientos de operación PO 3.1, PO 3.2, PO 3.3, PO 3.6, PO 3.8, PO 7.2, PO 7.3, PO 9.1, PO 14.1, PO 14.2 y PO 14.4, presentada por el operador del sistema, es adaptar su contenido a las Condiciones relativas al balance, aprobadas por la CNMC el 11 de diciembre de 2019, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 18 del Reglamento (UE) 2017/2195.

Por otro lado, la Circular 3/2019, 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.

Los procedimientos de operación que se aprueban mediante la presente resolución PO 3.1, PO 3.2, PO 3.3, PO 3.6, PO 3.8, P.O 3.9, PO 7.2, PO 7.3, PO 9.1, PO 14.1, PO 14.2 y PO 14.4, se modifican para adaptarlos a las Condiciones relativas al balance, aprobadas por la CNMC el 11 de diciembre de 2019, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 18 del Reglamento (UE) 2017/2195.

Los cambios introducidos frente a la regulación vigente son tanto de carácter general como específicos. Los cambios más relevantes son los siguientes:

1. Se incorpora en los procedimientos de operación la terminología empleada en:
 - Condiciones Relativas al Balance, aprobadas por Resolución de la CNMC de 11 de diciembre de 2019.
 - Circular 3/2019 de la CNMC, de 20 de noviembre, por la que se establecen las metodologías que regulan el funcionamiento del mercado mayorista de electricidad y la gestión de la operación del sistema.
 - Reglamento (UE) 2019/943 relativo al mercado interior de la electricidad (Reglamento MIE).
 - 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).
 - 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. Se incorporan en los procedimientos todos los cambios necesarios para la participación de la demanda y el almacenamiento, en los términos reglamentariamente establecidos o que se establezcan, en los servicios de balance.

3. Se propone un nuevo procedimiento de operación específico (PO 3.8) que incluye, entre otras, las pruebas de habilitación para la participación en los mercados de balance, para las unidades de programación de generación, demanda y almacenamiento.

En este mismo procedimiento de operación se recoge la potestad de los Gestores de las Redes de Distribución (GRDs) de expresar su conformidad a la realización de las pruebas para la participación en los servicios de regulación secundaria, regulación terciaria y energías procedentes de reservas de sustitución, por parte de aquellas instalaciones de generación, demanda y almacenamiento conectadas a la red de distribución, en base a las condiciones recogidas en el Reglamento SO.

4. Se incorporan las condiciones de deshabilitación respecto a la prestación de los servicios de reservas de sustitución, regulación secundaria y regulación terciaria de las distintas unidades de programación o zonas de regulación, proveedoras de servicios de balance.

5. Se posibilitan los cambios de programa entre Sujetos de liquidación responsables del balance (BRP, por sus siglas en inglés), en coherencia con lo establecido en las Condiciones relativas al balance.

6. Se recoge la posibilidad de delegar contractualmente la responsabilidad del balance, de acuerdo con lo establecido en el reglamento MIE, según el cual todos los participantes en el mercado serán responsables de los desvíos que causen en el sistema o delegarán contractualmente esa responsabilidad. Se adapta la redacción de los procedimientos a las figuras del participante en el mercado (PM), el responsable del balance (BRP) y el proveedor de servicios de balance (BSP).

7. Se eliminan los límites de precios en los mercados de balance, en aplicación del Reglamento MIE y del Reglamento EB. Esta modificación permitirá presentar ofertas y obtener asignaciones de resultados en los mercados de balance con precios negativos. Asimismo, se incorporan las modificaciones necesarias con vistas a la eliminación de los límites de precios en los mercados de energía.

Se modifica la propuesta del operador del sistema, permitiendo las ofertas a precios negativos en el servicio de restricciones en todos los periodos horarios de programación

de aquellos días en que al menos se haya dado un precio negativo en su horizonte de programación, bien en el mercado diario bien en las subastas de intradiario.

8. Se modifica respecto al PO 9 vigente la parte correspondiente a los intercambios de información con el operador del sistema ligados con el proceso de programación, quedando recogida en un nuevo PO 9.1.

9. Se incorpora explícitamente en el PO 3.2 la aplicación de medidas topológicas en la Red de Transporte para la resolución de restricciones técnicas, de acuerdo con el Reglamento SO.

10. Se crea un nuevo PO 3.9 sobre suspensión y restablecimiento de las actividades de mercado, al objeto de desarrollar el Título 4 de las Condiciones relativas al balance.

11. Tras el trámite de información pública llevado a cabo por la CNMC, se han incorporado mejoras de redacción en varios procedimientos de operación. Algunas derivan de la necesidad de adaptación a nuevos criterios establecidos en normas de rango superior de reciente aprobación, en particular, el Real Decreto 647/2020, de 7 de julio, por el que se regulan aspectos necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión de determinadas instalaciones eléctricas. Otros cambios responden a alegaciones formuladas por los sujetos interesados durante el trámite de consulta, o bien se trata de cambios menores que, sin tener impacto, permitirán evitar que algunos textos tengan que ser revisados en el futuro para la introducción de la programación cuartohoraria. Por el contrario, no se han aceptado otros cambios solicitados por los sujetos de mayor relevancia, bien por no considerarlos oportunos, bien porque la revisión del aspecto en cuestión ya se prevé en un proceso posterior, de adaptación de los POs a la programación cuartohoraria u otras metodologías de balance.

Adicionalmente a la modificación de los procedimientos de operación, la Sala de supervisión regulatoria de la CNMC solicita al operador del sistema que tenga en cuenta la necesidad de revisar el reparto de los costes de los servicios y, en particular, su repercusión a toda la demanda y/o exclusivamente a la demanda.

La Sala de supervisión regulatoria de la CNMC considera que las limitaciones impuestas por el Real Decreto 413/2014 a la figura del representante deben extenderse a la figura del BRP, en cuanto éste asume esas funciones de representación a los efectos de la liquidación del balance, solicitándose a REE que, para una mayor claridad de todos los participantes en el mercado, haga expresa esta limitación, que es aplicable a esta figura del BRP, en el texto de las Condiciones relativas al balance en una próxima revisión.

Se solicita al operador del sistema que analice la conveniencia de contemplar la existencia de unidades de programación para la venta de los comercializadores y, en su caso, lo incorpore en una próxima revisión de este procedimiento. Asimismo, se solicita a REE que incorpore información periódica sobre la evolución de los excedentes de estas unidades en los informes de los servicios de ajuste del sistema, que remite mensualmente a la CNMC.

Respecto a la regulación secundaria, se aclara que el párrafo 4 del artículo 7 de las Condiciones debe interpretarse que se refiere a MW instalados (en el caso de instalaciones de generación) y a MW de potencia contratada (en el caso de instalaciones de demanda) correspondientes a aquellas instalaciones habilitadas e integradas dentro de una zona de regulación para la prestación del servicio de regulación secundaria.

Por otra parte, el párrafo 5 del mismo artículo 7 de las Condiciones establece que cada zona de regulación podrá estar constituida por unidades de programación habilitadas y no habilitadas para la participación activa en el servicio de regulación secundaria, pero estando todas las unidades bajo la titularidad o la representación del sujeto que ostenta la titularidad de la zona de regulación. Igualmente, en este caso la interpretación en sentido estricto del texto, y en particular del alcance del concepto de titularidad, resultaría más restrictiva que la regulación anterior, incluso obligaría a reconfigurar zonas de regulación que operan en la actualidad, ya que contienen instalaciones de las que el titular de la zona no es titular ni representante, pero con la que guarda relación por pertenencia a un mismo grupo empresarial. Dado que estas zonas están funcionando adecuadamente, no estaría justificada su revisión.

A este respecto, se aclara que el concepto de titularidad debe interpretarse en el referido artículo en un sentido más amplio, pudiéndose incorporar en un determinada zona de regulación unidades que pertenezcan al mismo grupo de sociedades que el titular de la zona, entendiéndose que las instalaciones que se incluyan en la zona por pertenecer al mismo grupo de sociedades también estarán afectadas por la limitación a los operadores dominantes prevista en el artículo 53 del Real Decreto 413/2014. El sujeto titular de la zona de regulación será el responsable del cumplimiento del requisito de composición de las zonas establecido en el párrafo 5 del artículo 7 de las Condiciones relativas al balance. Esto es sin perjuicio del resto de requisitos establecidos para la integración en zona de regulación, como por ejemplo la adscripción de todas las unidades de la zona a un mismo centro de control.

Por último, se solicita al operador del sistema que adapte la redacción de los citados párrafos del artículo 7 de las Condiciones en el sentido expuesto, en el momento en que se lleve a cabo la revisión de dichas Condiciones.

Teniendo en cuenta que la garantía que actualmente se exige a los nuevos entrantes pudiera ser reducida para llevar a cabo la actividad de comercialización (10.000 €), se solicita a REE que revise el nivel de garantías exigido a los sujetos participantes en el mercado, al objeto de buscar un adecuado equilibrio entre la libertad de entrada en el mercado y la necesidad de que los sujetos puedan responder a la responsabilidad por su participación en dicho mercado.

El anexo de la presente resolución contiene los procedimientos de operación P.O.3.1. Proceso de programación, P.O.3.2. Restricciones técnicas, P.O.3.3. Activación de energías de balance procedentes del producto de reserva de sustitución (RR), P.O.3.6. Comunicación y tratamiento de las indisponibilidades de las instalaciones de generación, demanda y almacenamiento, P.O.3.8. Pruebas para la participación de las instalaciones en los procesos y servicios gestionados por el operador del sistema, P.O.3.9. Suspensión y restablecimiento de las actividades de mercado, P.O.7.2. Regulación secundaria, P.O.7.3. Regulación terciaria, P.O.9.1. Intercambios de información relativos al proceso de programación, P.O.14.1. Condiciones generales del proceso de liquidación del operador del sistema, P.O.14.2. Admisión de sujetos en el mercado y datos necesarios durante su participación y P.O.14.4. Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema, una vez incorporados los cambios introducidos por la CNMC en los textos inicialmente remitidos por el OS de acuerdo con las consideraciones realizadas en esta resolución.

Por cuanto antecede, la Sala de 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 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 los procedimientos de operación P.O.3.1. Proceso de programación, P.O.3.2. Restricciones técnicas, P.O.3.3. Activación de energías de balance procedentes del producto de reserva de sustitución (RR), P.O.3.6. Comunicación y tratamiento de las indisponibilidades de las instalaciones de generación, demanda y almacenamiento, P.O.3.8. Pruebas para la participación de las instalaciones en los procesos y servicios gestionados por el operador del sistema, P.O.7.2. Regulación secundaria, P.O.7.3. Regulación terciaria, P.O.9.1. Intercambios de información relativos al proceso de programación, P.O.14.1. Condiciones generales del proceso de liquidación del operador del sistema, P.O.14.2. Admisión de sujetos en el mercado y datos necesarios durante su participación y P.O.14.4. Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema que se anexan a la presente Resolución.

Segundo.

Se aprueban las Normas para la suspensión y el restablecimiento de las actividades del mercado y las Normas de liquidación de desvíos y liquidación de energías de balance en caso de suspensión de las actividades del mercado, previstas en los apartados 2 (e) y 2 (f) del artículo 4 del Reglamento (UE) 2017/2196 de la Comisión, de 24 de noviembre de 2017 por el que se establece un código de red relativo a emergencia y reposición del servicio, y se incorporan a los desarrollos de las Condiciones relativas al balance como P.O.3.9. Suspensión y restablecimiento de las actividades de mercado, según lo previsto en el apartado 2 del artículo 18 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, que se anexa a la presente Resolución.

Tercero.

El operador del sistema deberá realizar las actuaciones que se determinan en la parte expositiva de esta Resolución, referentes a mandatos para adaptaciones adicionales de los procedimientos de operación y de las condiciones relativas al balance y de los servicios de no frecuencia.

Cuarto.

La presente resolución surtirá efectos el martes siguiente a los treinta días naturales de su publicación 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, y se publicará asimismo, en su versión íntegra, en la página web de la CNMC.

Madrid, 10 de diciembre de 2020.—El Secretario del Consejo de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, Joaquim Hortalà i Vallvé.

ANEXO I

Procedimientos de operación

- P.O. 3.1 Proceso de programación.
- P.O. 3.2 Restricciones técnicas.
- P.O. 3.3 Activación de energías de balance procedentes del producto de reserva de sustitución (RR).
- P.O. 3.6 Comunicación y tratamiento de las indisponibilidades de las instalaciones de generación, demanda y almacenamiento.
- P.O. 3.8 Pruebas para la participación de las instalaciones en los procesos y servicios gestionados por el operador del sistema.
- P.O. 3.9 Suspensión y restablecimiento de las actividades de mercado.
- P.O. 7.2 Regulación secundaria.
- P.O. 7.3 Regulación terciaria.
- P.O. 9.1 Intercambios de información relativos al proceso de programación..
- P.O. 14.1 Condiciones generales del proceso de liquidación del operador del sistema.
- P.O. 14.2 Admisión de sujetos en el mercado y datos necesarios durante su participación.
- P.O. 14.4 Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema.

programados, teniendo en cuenta así los arranques y el tipo específico de arranque (en frío o en caliente) programados, y el hecho de que se hayan producido éstos de forma efectiva de acuerdo con las medidas recibidas, así como la energía real medida para la unidad y la energía para ella programada por criterios de seguridad (Fase 1).

En el caso de que la energía medida en una hora para una unidad de venta sea inferior a la programada por seguridad y para una unidad de consumo de bombeo sea superior a la programada por seguridad, la energía incumplida será valorada al precio resultante de la diferencia entre el precio medio ponderado de toda la energía programada a subir para la solución de las restricciones técnicas y el correspondiente precio marginal horario del mercado diario.

P.O. 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 revalorará 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 introdujeran 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 periodos 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 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 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 periodos 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 estas 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.

El OS podrá enviar necesidades elásticas a la plataforma de acuerdo con lo establecido en la correspondiente metodología para la determinación del precio elástico de la necesidad de balance para cubrir las necesidades de RR del sistema eléctrico peninsular español.

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 sobre coste 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 sobre coste 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

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.

Modo de activación	Programada, con activación manual
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.

P.O. 3.6 COMUNICACIÓN Y TRATAMIENTO DE LAS INDISPONIBILIDADES DE LAS UNIDADES FÍSICAS DE GENERACIÓN, DEMANDA Y ALMACENAMIENTO

1. Objeto.

El objeto de este procedimiento es establecer los criterios que deberán aplicarse para la comunicación y el tratamiento de las indisponibilidades de las unidades físicas de generación, demanda y almacenamiento, con el fin de que el Operador del Sistema (OS) realice una adecuada programación de las unidades, conociendo en todo momento los medios disponibles para la operación del sistema, y, en su caso, pueda confirmar las circunstancias que las eximan de su obligación de presentar ofertas en el mercado diario en caso de indisponibilidad.

2. Ámbito de aplicación.

Este procedimiento es de aplicación al Operador del Sistema (OS) y a los participantes en el mercado.

3. Definiciones.

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