



# Propuesta de modificación de los Procedimientos de Operación para implantación negociación de productos de 15 minutos en mercados de energía y otras mejoras

Dirección General de Operación  
28 de noviembre 2024

# Índice

---

- 1 Introducción .....3
- 2 Objeto.....4
- 3 Cambios incorporados en la propuesta de modificación de los procedimientos de operación .....5
  - 3.1 Cambios asociados al paso a negociación de 15 minutos .....5
    - 3.1.1 Propuesta de modificación del P.O. 3.1 .....5
    - 3.1.2 Propuesta de modificación del P.O. 3.2 .....7
    - 3.1.3 Propuesta de modificación del P.O. 4.0 .....7
    - 3.1.4 Propuesta de modificación del P.O. 14.4 .....8
  - 3.2 Otros cambios no directamente relacionados con el paso a negociación de 15 minutos .....8
    - 3.2.1 Propuesta de modificación del P.O. 3.1 .....8
    - 3.2.2 Propuesta de modificación del P.O. 3.2 .....11
    - 3.2.3 Propuesta de modificación del P.O. 3.3 .....12
    - 3.2.4 Propuesta de modificación del P.O. 3.8 .....12
    - 3.2.5 Propuesta de modificación del P.O. 14.3 .....13
    - 3.2.6 Propuesta de modificación del P.O. 14.4 .....14



# 1 Introducción

---

El Reglamento (UE) 2019/943 del Parlamento y del Consejo, en su artículo 8.2, establece que los NEMO facilitarán a los participantes en el mercado la oportunidad de comerciar con la energía a intervalos de tiempo al menos tan breves como el período de liquidación de los desvíos en los mercados diario e intradiario.

La fecha de implantación del periodo de liquidación de los desvíos (ISP) en 15 minutos en el sistema eléctrico peninsular español ha sido fijada el 1 de diciembre 2024, conforme a lo establecido en la Resolución de la CNMC, de fecha 3 de octubre de 2024 por la que se aprueba la modificación de los procedimientos de operación 14.1 y 14.4.

Asimismo, el operador del sistema español y los operadores de sistema vecinos, francés y portugués, han realizado ya los desarrollos para incorporar resolución cuarto-horaria en los intercambios internacionales desde el momento en que la negociación de productos de energía en ámbito ibérico permita resolución de 15 minutos en los mercados diario o intradiario.

En paralelo y en el contexto del proceso de programación de la operación y los mercados de seguridad en tiempo real y balance, cabe destacar que:

- Como paso previo necesario para la implantación de productos de resolución cuarto-horaria en el mercado diario e intradiario, el operador del sistema en mayo de 2022 realizó la implantación del proyecto “Programación QH” que tenía por objetivo la adaptación de sistemas y procesos a la programación cuarto-horaria, manteniendo la compatibilidad entre los procesos de programación horarios (mercados diario e intradiario) y los procesos de programación cuarto-horarios (seguridad y balance).
- Asimismo, con fecha 10 de diciembre está prevista la conexión a la plataforma de balance mFRR (MARI), que permitirá realizar intercambios de balance con resolución cuarto-horaria a través de las interconexiones.
- Posteriormente, en la fecha acordada entre Red Eléctrica y los operadores de los sistemas vecinos, que será comunicada a los participantes del mercado, se permitirá resolución de 15 minutos en los programas comerciales del producto RR en las interconexiones Portugal-España y Francia-España<sup>1</sup>.

Volviendo a los mercados de energía, diario e intradiario y de acuerdo con el cronograma elaborado por el proyecto europeo de acoplamiento del mercado diario (SDAC) y comunicado a los participantes en junio de 2024, la fecha objetivo para permitir la negociación de productos de 15 minutos en horizonte diario en ámbito europeo, para todas las áreas de negociación, se estableció en el 18 de marzo de 2025. Sin embargo, en el mes de noviembre de 2024 se notificó un retraso sobre ese cronograma. La fecha final de puesta en producción de la negociación de productos de cuarto-horarios en el mercado diario será la determinada próximamente por el proyecto SDAC.

Por su parte, el operador el sistema español, junto con el operador del mercado en ámbito ibérico y el operador del sistema portugués están trabajando en la implantación de productos de 15 minutos en horizonte intradiario para las zonas de precio de España y Portugal.

Las autoridades reguladoras del MIBEL establecerán la fecha de implantación de los productos de 15 minutos en horizonte intradiario en ámbito ibérico, pudiendo ser ésta, previa a la fecha que finalmente se establezca para la puesta en producción de los productos de 15 minutos en horizonte diario.

---

<sup>1</sup>Este cambio no afecta de forma directa a los proveedores del servicio RR, que, dada la flexibilidad en el diseño del producto TERRE, actualmente ya pueden ofertar en resoluciones inferiores a la horaria (15-30-45 min) aunque el intercambio del producto TERRE en las interconexiones con Francia y Portugal sea actualmente de 60 min.

## 2 Objeto

La finalidad de este documento es señalar los principales cambios que han sido incorporados en la propuesta de modificación de los procedimientos de operación del sistema para la adaptación a los procesos, liquidación e intercambios de información asociados a la negociación de productos de 15 minutos en los horizontes diario e intradiario.

Aprovechando esta revisión, el operador del sistema propone para consulta pública otros aspectos de mejora identificados en los procedimientos de operación 3.1, 3.2, 3.3 y 3.8 que, aunque no están directamente relacionados con el paso a la negociación de productos de 15 minutos en el mercado diario o intradiario, se considera que apoyan los procesos de operación del sistema, ofrecen seguridad normativa y permiten una gestión más eficiente, tanto para los participantes del mercado como para el propio operador del sistema. Asimismo se proponen cambios en el PO 14.3 relacionados con la gestión de riesgos empresariales.

La fecha de entrada en vigor de estos cambios podría ser diferente a los cambios asociados a la negociación de productos de 15 minutos en los horizontes diario e intradiario.

Procedimientos de operación que se proponen adaptar	
PO 3.1	Proceso de programación
PO 3.2	Restricciones técnicas
PO 3.3	Activación de energías de balance procedentes del producto de reserva de sustitución (RR)
P.O. 3.8	Pruebas para la participación de las instalaciones en los procesos y servicios gestionados por el Operador del Sistema
P.O. 4.0	Gestión de las interconexiones internacionales
PO 14.3	Garantías de pago
PO 14.4	Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema

La revisión de estos procedimientos de operación se realiza sobre la versión en vigor de cada uno de ellos:

- El P.O. 3.1 y el P.O. 3.8, sobre la versión aprobada por la CNMC a través de Resolución de 25 de abril de 2024 por la que se modifican las condiciones relativas al balance y los procedimientos de operación para la participación del sistema eléctrico peninsular español en las plataformas europeas de balance Mari y Picasso, habiendo aplicado, al PO 3.1, los cambios posteriores recogidos en la versión aprobada por extractos por Resolución de la CNMC el 23 de mayo de 2024 por la que se modifican procedimientos de operación para su adaptación a las subastas intradiarias europeas.
- El PO 3.2, sobre la versión aprobada por la CNMC a través de Resolución de 9 de abril de 2024 por la que se corrigen errores en la de 6 de marzo de 2024, por la que se modifican procedimientos de operación eléctricos para la participación de la demanda y el almacenamiento en los servicios de no frecuencia y en la solución de restricciones técnicas e integración de la hibridación de tecnologías en el proceso de programación, habiendo aplicado los cambios posteriores recogidos en la versión aprobada por extractos por Resolución de la CNMC el 23 de mayo de 2024 por la que se modifican procedimientos de operación para su adaptación a las subastas intradiarias europeas. No se han incluido en esta consulta los

cambios propuestos por el OS en la consulta pública celebrada entre el 30 de octubre y el 5 de diciembre de 2024 relativa a incentivar el cumplimiento de las limitaciones de programa máximo establecidas por seguridad, y que afecta únicamente al apartado 8 del P.O. 3.2 y al apartado 2 del Anexo I.

- El PO 3.3 sobre la versión aprobada por la CNMC a través de la Resolución de 17 de marzo de 2022, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se aprueban los procedimientos de operación adaptados a la programación cuarto-horaria de la operación del sistema eléctrico peninsular español.
- El PO 4.0 sobre la versión aprobada por la CNMC a través de la Resolución de 24 de septiembre de 2020, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se aprueba la adaptación del Procedimiento de Operación 4.0 «Gestión de las interconexiones internacionales» a la reglamentación europea.
- El PO 14.3 sobre la versión aprobada por la CNMC a través de la Resolución de 15 de septiembre de 2022, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se modifica el procedimiento de operación 14.3.
- El PO 14.4, sobre la versión aprobada por la CNMC a través de la Resolución de 3 de octubre de 2024, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se modifican los procedimientos de operación eléctricos 14.1 y 14.4 para la adaptación de la liquidación al ISP cuarto-horario.

## 3 Cambios incorporados en la propuesta de modificación de los procedimientos de operación

---

### 3.1 Cambios asociados al paso a negociación de 15 minutos

La versión sometida a consulta pública incluye las siguientes propuestas de cambios para su adaptación al paso de negociación de los mercados diario e intradiario a 15 minutos:

Quedan recogidos los cambios necesarios tanto para el escenario de que el mercado diario e intradiario pasen a la negociación cuarto-horaria en el mismo momento, como para el escenario en el que se produce el paso a la negociación cuarto-horaria en el mercado diario con posterioridad al cambio en el mercado intradiario en el área MIBEL.

#### 3.1.1 Propuesta de modificación del P.O. 3.1

El procedimiento de operación 3.1 “Proceso de programación” tiene por objeto establecer el proceso de programación diaria, intradiaria y en tiempo real.

- Con carácter general, se eliminan o revisan, según corresponda, las referencias de “horas” o “períodos horarios” para transformarlos en “períodos de programación” que deberá entenderse como el período mínimo de programación correspondiente al mercado al que se refiera. A modo de ejemplo, cuando el mercado intradiario permita negociación de productos cuarto-horarios, el período de programación asociado a este mercado hará referencia a un período de quince minutos. En definitiva, el objetivo es dar cabida a la posible existencia de períodos de programación de quince y de sesenta minutos en mercado intradiario y mercado diario, respectivamente, durante un periodo de tiempo, hasta el paso a la negociación en el mercado diario de productos cuarto-horarios. Finalmente, también estaría cubierto el caso de que en el mercado diario se posibilitara la coexistencia, por ejemplo, de productos de 60 min y de 15 min. En este caso, el período de programación haría referencia al mínimo de los dos.
- Se adapta el artículo 3 para evidenciar los cambios que se producirán en las publicaciones de programas del OS. Las publicaciones de programas del OS pasarán a tener, exclusivamente,

resolución cuarto-horaria desde el momento que se permita la negociación de productos de 15 minutos en la zona española en el mercado intradiario. Se realizará una publicación de los programas PDBF, PDVP, PHF y PHFC en unidades de energía y otra en unidades de potencia. Los valores correspondientes a potencia se expresarán en MW con un máximo de una cifra decimal, mientras que los valores correspondientes a energía se expresarán en MWh con hasta tres cifras decimales. En el documento de Intercambio de Información OS-PM se aportan los detalles sobre las unidades aplicables a cada programa y el número de cifras significativas que aplicaría a cada uno de ellos, según la unidad en la que se expresen.

- En el mismo artículo, el OS propone que el proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF respete el período de programación del mercado diario. Esto es, mientras el mercado diario se mantenga con períodos de programación horarios, los límites de programa por seguridad del PDBF se aplicarán sobre el período horario completo y, por tanto, los redespachos asociados presentarán el mismo valor en todos los períodos de programación cuarto-horarios de la misma hora, sin perjuicio de que el mercado intradiario pueda permitir negociación de productos cuarto-horario. En el momento en el que el mercado diario pase a posibilitar la negociación cuarto-horaria, las limitaciones y redespachos de programa en el proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF podrán aplicarse sobre periodos cuarto-horarios, sin incluir la hora completa.
- Se modifica el artículo 5 para dar cabida a la modificación de resolución de las publicaciones del OS al OM en lo relativo a los valores de capacidad de intercambio desde el momento en que se permita la negociación de productos cuarto-horarios a través de las interconexiones en el mercado diario. Este cambio se justifica porque el operador del mercado necesita recibir del operador del sistema la información de las capacidades de intercambio disponibles para su consideración en la casación de acoplamiento de mercado diario. En horizonte intradiario no es necesario introducir este cambio ya que es el operador del sistema el que pone directamente a disposición de la Plataforma de Contratación Europea la información relativa a la capacidad de intercambio de las interconexiones. Las publicaciones a los participantes del mercado ya se vienen realizando en resolución cuarto-horaria desde mayo 2022 y se mantendrán sin cambios.
- Mientras el mercado intradiario continuo siga presentando, como hoy en día, 24 rondas (esto es, 24 cierres de negociación, un cierre a la hora) los plazos para la recepción de información por parte del OS, así como para la publicación de los programas resultantes que aplican al conjunto de la hora, deben referirse con respecto al inicio del primer cuarto de hora de la hora negociada. Desde el momento en el que el mercado intradiario continuo presente 96 rondas (esto es, 96 cierres de negociación, uno por cada cuarto de hora), los plazos anteriores se referirán al inicio del cuarto de hora al que aplica.
  - Se han incluido las modificaciones oportunas en los artículos 7.1 y 11.2 para clarificar dichos plazos, haciendo la redacción compatible con las dos situaciones descritas.
  - Asimismo, a partir del momento en que se establezcan 96 cierres en el número de rondas del mercado intradiario continuo, por incompatibilidad en los procesos, el OS dejará de hacer uso del mercado de reservas de sustitución (RR), tal y como se indica en el artículo 13.1
- En el apartado 2 del Anexo I se reemplazan los períodos horarios contenidos en cada subasta intradiaria europea por los períodos cuarto-horarios correspondientes.
- Respecto a la nominación de los derechos de capacidad a largo plazo, si bien desde el momento en el que se permita negociación de productos cuarto-horarios en el mercado diario, la resolución del fichero de nominación de derechos físicos de capacidad anual y mensual deberá presentar resolución cuarto-horaria, se aclara en el apartado 1 del Anexo III, que la nominación de estos derechos deberá seguir presentando, como hasta ahora, el mismo valor de programa durante los cuatro cuartos de una hora. Esta condición se debe a que la plataforma europea de asignación de derechos de capacidad de intercambio de largo plazo (SAP, Single Allocation Platform) no aceptará nominaciones de resolución inferior a la hora.
- En lo relativo a nominación de contratos bilaterales con entrega física, se modifica el apartado 1 del Anexo III para evidenciar que la nominación de los contratos bilaterales internos, antes o



después del mercado diario, los que se establecen entre comercializadoras y los correspondientes a los derechos de capacidad asignados, en su caso, en la Subasta Diaria de Respaldo (SDR), respetarán la resolución aplicable a la negociación del mercado diario. Lo que supone que, únicamente desde la introducción de productos de 15 minutos en el mercado diario en la zona del sistema eléctrico español, el OS aceptará nominaciones de derechos de capacidad asignados en SDR, nominaciones de contratos bilaterales internos dentro del sistema eléctrico peninsular español y entre comercializadoras que puedan presentar valores diferentes entre los cuartos de hora de una misma hora. Se considera que esta propuesta ofrece la flexibilidad deseada para los participantes para poder ajustar sus programas en el mercado diario.

- En el mismo apartado 1 del Anexo III se detallan las consecuencias que podría presentar la aplicación del mecanismo de Rollback, previsto en los procedimientos europeos de operación de acoplamiento de mercados. Este mecanismo se aplicaría, exclusivamente dentro del plazo contemplado en el proyecto europeo, ante una incidencia extraordinaria que impidiera la operación normal del mercado diario con negociación de productos cuarto-horarios, recuperándose la negociación horaria en el mercado diario con las condiciones previas a la puesta en producción.
  - En caso de aplicación de este mecanismo, la nominación de todos los contratos bilaterales recuperará la resolución previa a la puesta en producción, esto es, resolución horaria, debiendo respetar un valor de programa plano en la hora.
  - Los detalles específicos sobre modificaciones en este tipo de fichero se indicarán en el documento de Intercambio OS-PM.

### 3.1.2 Propuesta de modificación del P.O. 3.2

El procedimiento de operación 3.2 Restricciones técnicas tiene por objeto establecer el proceso para la solución de las restricciones técnicas identificadas en el sistema eléctrico peninsular español en el PDBF y durante la operación en tiempo real.

- Con carácter general, de manera equivalente a lo aplicado en el PO 3.1, se eliminan o revisan las referencias de “horas” o “períodos horarios” para transformarlos en “períodos de programación”.
- Por coherencia con lo propuesto en el PO 3.1 relativo a que el proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF respete el período de programación del mercado diario, se modifica el artículo 4.5 del presente PO para establecer el vínculo entre la resolución de las ofertas esperadas en este proceso y la unidad de tiempo que corresponda al mercado diario. De esta forma, desde el momento en que se permita la negociación de productos cuarto-horarios en el mercado diario en el sistema español, las ofertas que los participantes del mercado enviarán al OS para el proceso de solución de restricciones técnicas podrán presentar valores diferentes en cada cuarto de hora.
- Adicionalmente, se revisa el artículo 5 para aclarar que las limitaciones y los redespachos establecidos por seguridad en tiempo real podrán ser diferentes para los períodos de programación cuarto-horarios dentro de una misma hora, desde el momento en el que el mercado intradiario permita la negociación de productos cuarto-horarios. No es el caso para los redespachos por restricciones técnicas del PDBF, que respetarán siempre la resolución establecida en el mercado diario.

### 3.1.3 Propuesta de modificación del P.O. 4.0

El procedimiento de operación 4.0 Gestión de las interconexiones internacionales tiene por objeto establecer la forma de gestionar las interconexiones internacionales del sistema eléctrico peninsular español con Francia, Portugal, Marruecos y Andorra, en los aspectos relativos al cálculo de la capacidad de intercambio, la medida de la energía intercambiada, la determinación y compensación de los desvíos entre sistemas, la programación de los intercambios de apoyo, los intercambios a través de líneas de interconexión internacional utilizadas para el suministro a mercados locales y la ejecución de los programas de intercambio.

La versión sometida a consulta pública incluye la siguiente adaptación al cambio de número de decimales necesario con el paso a programación de la interconexión en resolución cuarto-horaria:

- Se revisa el número máximo de decimales contemplado en la definición de “Programa de intercambio” para compatibilizarlo con el incremento a tres decimales para las magnitudes de energía asociado al cambio a programación cuarto-horaria una vez se produzcan asignaciones en esta resolución en cualquiera de los mercados de energía.

### 3.1.4 Propuesta de modificación del P.O. 14.4

El procedimiento de operación 14.4 Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema tiene por objeto determinar los derechos de cobro y las obligaciones de pago que se derivan de los servicios de ajuste del sistema a efectos del proceso de liquidación.

La versión sometida a consulta pública incluye las siguientes propuestas de cambios:

- Con carácter general, de manera equivalente a lo aplicado en el PO 3.1, se modifican las referencias a “horas” o “períodos horarios” por “períodos de programación”.
- Se elimina la palabra “horario” de la definición del PHFC en el apartado 9.2.
- Se modifica la redacción del apartado 20.1.1 para adaptar la resolución de la liquidación de las restricciones técnicas al PDBF al periodo de programación establecido en el PO 3.1.
- Se corrige una referencia a la hora en el apartado 21.1.1, dado que la liquidación de las restricciones técnicas en tiempo real es cuartohoraria.
- En el Anexo II, se añade la condición de que estén adaptados los procedimientos de operación en materia de medida eléctrica para dejar de aplicar el cálculo de medida cuartohoraria incluido en dicho Anexo y aprobado en la Resolución de 3 de octubre de 2024, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se modifican los procedimientos de operación eléctricos 14.1 y 14.4 para la adaptación de la liquidación al ISP cuarto-horario.

## 3.2 Otros cambios no directamente relacionados con el paso a negociación de 15 minutos

### 3.2.1 Propuesta de modificación del P.O. 3.1

- Definiciones de potencia máxima:
  - Se revisa la definición de potencia máxima de generación para adecuarlo al concepto de hibridación tras la experiencia adquirida con la incorporación de las primeras instalaciones híbridas en el sistema.
  - Se unifican en el artículo 4 del P.O. 3.1 las definiciones de potencia máxima de instalación de generación, demanda y almacenamiento y de mínimo técnico que se encontraban hasta ahora en los procedimientos 3.8 y 3.2, respectivamente. Se propone, por lo tanto, eliminar la alusión a la definición de potencia máxima existente en el punto 2.1 a) del anexo II, por ser ahora redundante.
- Información y tratamiento de caudales mínimos de instalaciones hidráulicas en el proceso de solución de restricciones técnicas

La propuesta de incluir la solicitud de esta información en el procedimiento de operación da respuesta a la necesidad de establecer un procedimiento regulado para la comunicación y tratamiento de aquellas peticiones que el OS recibe en la actualidad por parte de los participantes del mercado, titulares o representantes de instalaciones hidráulicas en las que se solicita que se respete el régimen de funcionamiento de instalaciones hidráulicas por seguridad operativa, física



y de las personas. Estos requerimientos son establecidos y solicitados por distintos organismos oficiales (Confederaciones Hidrográficas, principalmente).

En esta consulta, se mejora el texto ya propuesto de forma previa durante el proceso consultivo relativo a la *“Consulta pública del OS relativa a la propuesta de modificación de los procedimientos de operación 3.1, 3.2 y 14.4 para su adaptación a las subastas intradiarias europeas”*, tratando de incorporar los comentarios recibidos por los participantes del mercado en esa ocasión.

En concreto:

- Se modifica el artículo 7.2 para incluir la obligación a los participantes del mercado de la comunicación formal al OS, en caso necesario, de la información de valores de caudales mínimos que puedan ser exigidos por las Confederaciones Hidrográficas u otros estamentos oficiales.
- Se propone que la información de estos caudales mínimos sea comunicada al OS en términos de potencia eléctrica por periodo de programación y unidad física, no siendo posible indicar necesidades en formato de caudales en volumen o similares. La remisión de estas solicitudes al OS se realizará mediante correo, hasta que sean implantadas las mejoras en los sistemas informáticos necesarias para la digitalización y automatización de este envío de información. El OS podrá solicitar toda la información adicional de carácter oficial que estime necesaria para el adecuado tratamiento de esta información.
- En relación con el tratamiento de esta información, el OS respetará los caudales solicitados de acuerdo con los programas establecidos por los participantes del mercado en los mercados previos, ya sean el PDBF o el PHFC según corresponda, y en ningún caso generará redespachos a subir para completar el programa de las unidades especificadas si éste es menor al caudal solicitado. Esta comprobación se realizará en términos de potencia eléctrica por periodo de programación, debiendo ser la solicitud correspondiente, en todos los casos, menor o igual que el desglose comunicado por unidad física.
- Por último, la propuesta incluye la comunicación a la CNMC de estos requerimientos de caudal mínimo solicitados por los participantes en el mercado al OS.
- Se introduce una mejora de redacción en el artículo 11.1 para aclarar que cada sesión de subasta del mercado intradiario, como ya ocurre a día de hoy, puede presentar un precio marginal para cada período de programación contenido en su horizonte.
- Definición de los tipos de unidades físicas existentes (mejora de redacción):
  - Se incluye, en el apartado 1 del Anexo II, la definición de unidad física con localización eléctrica específica y la definición de unidad física agregadora.

Dada la proliferación en la normativa del uso del término localización eléctrica específica, el OS propone incluir su definición en el Procedimiento de Operación 3.1. Se aclara en la definición que la atribución de la localización eléctrica vendrá dada por un conjunto de requisitos no necesariamente cumulativos y que están cubiertos por normas de carácter superior y otros procedimientos de operación, sin incluir ningún requisito adicional a los actuales sobre este concepto.

- Adicionalmente, se incluye la definición de unidad física agregadora para complementar la redacción de la definición de unidad física con localización eléctrica específica, como la contraposición de esta.

En este aspecto, se incluye, allí donde se ha considerado necesario y con una motivación meramente aclaratoria, el adjetivo “localización eléctrica específica” o “agregadora” a las menciones a unidades físicas en los apartados 2.1 a), b) y c), 2.2 y 2.3 del Anexo II de este procedimiento de operación, buscando responder a las dudas planteadas por los participantes del mercado mediante distintas consultas.

Las definiciones propuestas no introducen modificaciones legales, ni modifican la regulación actual en ningún aspecto, trasladando simplemente a un lenguaje más accesible la norma que se corresponde con la operativa actual.

- Responsabilidad en la configuración de UP y UF conforme a los criterios establecidos en este procedimiento:

Se aclara, en el artículo 2 de este procedimiento y en el apartado 1 del Anexo II, que la responsabilidad sobre la configuración de las unidades de programación y unidades físicas conforme a los criterios establecidos en el procedimiento de operación recae sobre el participante del mercado correspondiente y que el OS deberá comunicar a la CNMC los incumplimientos en cuanto a esta configuración de los participantes del mercado responsables de la gestión de las unidades, pudiendo en este caso la CNMC tomar las medidas que considere oportunas ante las situaciones irregulares informadas.

La entrada en vigor de nuevas normas en cuanto a la configuración de unidades de programación y unidades físicas implica la necesaria solicitud de adaptación a las mismas por parte de los participantes del mercado. Esta responsabilidad parecía no estar suficientemente recogida en la regulación y adicionalmente se ha identificado la inacción de algunos participantes con respecto a esta obligación de regularización.

Por lo tanto, esta propuesta responde a la necesidad de aclarar en la regulación la responsabilidad de los participantes ante estos incumplimientos que, entre otros aspectos, pueden acarrear consecuencias negativas a terceros durante el proceso de programación.

- Se modifican distintos aspectos del Anexo IV “Reclamaciones en el ámbito del proceso de programación”:
  - Se modifica la referencia a la localización electrónica de la aplicación para la gestión de reclamaciones para hacerla compatible con el cambio previsto de la aplicación, que pasará a gestionarse próximamente dentro del Portal de Clientes del OS. Este cambio, previsto en enero de 2025, será comunicado a todos los participantes en el mercado a través de la página web del OS. Se insta a los participantes en el mercado a hacer uso de este mecanismo como paso previo a la presentación de un conflicto ante la CNMC.
  - Se incorpora en el apartado 5 del Anexo IV, las causas que podrían llevar a la suspensión temporal de certificados asociados a los participantes del mercado y el proceso de comunicación asociado. Esta propuesta de nueva salvaguarda es necesaria para establecer normativamente las posibles actuaciones del OS ante vías de entrada que por comportamientos anómalos o maliciosos pueden afectar a los procesos de operación y por lo tanto a la seguridad y estabilidad del conjunto del sistema eléctrico.
- Se establece un nuevo Anexo V propio para el “*mecanismo de declaración de errores de las ofertas presentadas y asignadas*”, separándolo así, del proceso de comunicación y gestión de reclamaciones.

Este mecanismo permite, previa declaración de responsabilidad del participante en el mercado, solicitar la corrección de una oferta enviada por error y asignada en los mercados correspondientes a los servicios de ajuste del sistema.

Dada la naturaleza diferenciada de esta solicitud respecto a lo que es una reclamación a los procesos de programación de la operación, se considera necesario diferenciar ambos procesos, en cuanto a procedimientos y plazos.

En este sentido, se incluye un plazo máximo (antes de la publicación del avance de la liquidación inicial provisional segunda del periodo reclamado) para la consideración de cualquier declaración de errores en las ofertas, que se estima suficiente para que el participante en el mercado repare en el error cometido y solicite su corrección, y a la vez, para que el impacto económico

sobre terceros no se aleje temporalmente del momento en que se produjo la liquidación inicial que tuvo en cuenta la oferta erróneamente presentada.

- Se reenumera el Anexo VI y se corrigen las referencias a este anexo en el texto del procedimiento de operación.

### 3.2.2 Propuesta de modificación del P.O. 3.2

- Se eliminan las definiciones de *potencia máxima de la instalación de generación, de la instalación de almacenamiento (en modo generación) o de la instalación híbrida*, así como de *potencia máxima de la instalación de demanda o de la instalación de almacenamiento (en modo consumo)*, que aparecían en este P.O. y en el P.O. 3.8, con el objetivo de que queden recogidas únicamente en el Procedimiento de Operación 3.1. De esta forma, si a futuro fuera necesario modificar alguna de las definiciones anteriores, solo se requerirá modificar un único procedimiento de operación siendo de aplicación para todos los demás.
- Mejora de redacción y aclaración del texto.

Se incluye en el artículo 5 un primer párrafo aclaratorio que define sobre qué unidades el Operador del Sistema puede realizar la aplicación práctica del proceso de solución de restricciones técnicas en todos sus horizontes, recibiendo estas unidades limitaciones y/o redespachos sobre los programas previamente establecidos.

Esta mejora introducida en el P.O.3.2 busca el alineamiento de los textos de este procedimiento y del procedimiento de operación 3.1 donde ya previamente en este informe justificativo se hizo mención a la modificación de éste. La propuesta incluida en el P.O.3.1 ordena y detalla las definiciones de unidad de programación y unidad física en sus distintos ámbitos.

De esta forma el OS busca resolver las dudas que recibe de los distintos participantes del mercado. Y por ello, gracias a incluir textos más desarrollados, o en un lenguaje más explicativo, se aclara lo regulado por otras normativas, incluyendo la normativa de orden superior.

Las consultas de los participantes del mercado han sido recibidas a través del Portal de Servicios a Clientes o se han reflejado en cuestiones que han quedado patentes durante los seminarios web organizados por el OS al respecto de esta temática, como son el seminario de fecha reciente de 12 de noviembre, sobre la propuesta de procedimientos para incentivar el cumplimiento de limitaciones, el seminario del pasado 6 de junio sobre la implantación de unidades híbridas en el proceso de programación o durante el seminario del 5 de abril, monográfico del proceso de solución de restricciones técnicas.

Por lo tanto, estos textos introducidos en los procedimientos de operación no añaden modificaciones legales, ni buscar hacer cambios en la regulación actual en ningún aspecto, trasladando simplemente a un lenguaje más accesible la norma que se corresponde con la operativa actual.

Dados estos cambios se elimina un párrafo de este artículo 5, referente a las limitaciones de programa máximo y redespachos condicionados a características de las unidades limitadas, ya que esta casuística está englobada en el primer párrafo de nueva creación.

- Se elimina en el artículo 5 un texto redundante sobre la información complementaria que deberán facilitar los PM al OS con el objeto de tenerla en cuenta en el proceso de solución de restricciones técnicas.
- Se introducen en el artículo 6.1.3 las siguientes modificaciones:
  - Se establece un límite de tiempo para la consideración de las limitaciones establecidas en tiempo real en el cálculo de coste y redespachos del proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF, con el objeto de determinar el contexto sobre el que se ha seleccionado una solución de acuerdo con el orden de mérito y el coste asociado a dicha solución.

- Se introduce, en los criterios de solución de congestiones, el respeto de los caudales mínimos hidráulicos comunicados por las unidades de producción hidráulica.
- Se modifica el primer párrafo del apartado denominado “*Reducción de energía para la solución de restricciones técnicas*” del punto 7.1 de este procedimiento, incluyendo de forma aclaratoria la práctica habitual de establecer limitaciones que pueden ser acompañadas de consignas, según el caso, y se elimina la referencia a la banda de regulación secundaria dado que con el actual funcionamiento de la regulación secundaria, de acuerdo al procedimiento de operación 7.2 en vigor, esta aplicación definida es de imposible materialización.
- Se corrigen erratas de redacción en los apartados 1.1.1 d) y 1.2 b) del anexo I de este procedimiento.

### 3.2.3 Propuesta de modificación del P.O. 3.3

El procedimiento de operación 3.3 Activación de energías de balance procedentes del producto de reserva de sustitución (RR) tiene por objeto aplicar en el sistema eléctrico peninsular español del proceso europeo de activación e intercambio de energías de balance de tipo RR.

La versión sometida a consulta pública incluye las siguientes propuestas de cambios:

- En el artículo 6, se establece que el intercambio transfronterizo de energías de balance de tipo RR entre sistemas eléctricos pasará a realizarse por periodos de programación cuarto-horarios a partir de la fecha comunicada por el OS en su página web.
- Se revisa el artículo 8 para incluir que en el caso de recibir con retraso los flujos transfronterizos procedentes del mercado intradiario continuo, el OS no realizará envío del valor de la capacidad de intercambio para las fronteras correspondientes a la plataforma RR. Esta situación es una realidad a día de hoy y no supone cambio en la operación.
- Se incorporan, en el artículo 9.1, las disposiciones relativas a la conexión de los sistemas del operador del sistema al módulo transversal de gestión de la capacidad en el horizonte de balance (CMM, por Capacity Management Module).
- Se modifica el artículo 10 para adaptar la descripción de liquidación de las ofertas de RR en caso de aplicación del control del flujo en las interconexiones a lo establecido en la Metodología para la fijación del precio de las energías de balance y de la capacidad de intercambio en el horizonte de balance establecida de acuerdo con el artículo 30 del Reglamento EB aprobada por ACER.
- Con la implantación del ISP de 15 min, se eliminan las referencias, incluidas en el artículo 10, relativas al periodo transitorio en el que se ha usado la telemedida integrada de potencia activa en tiempo real para la verificación del cumplimiento efectivo del servicio.
- Se actualiza la tabla del apartado 1 del Anexo I para reflejar la decisión del proyecto TERRE de mantener los 24 horizontes de aplicación (gates) para el producto RR.
- Se corrige una errata en el apartado 2 del Anexo 1 en las unidades del precio de las ofertas de RR.

### 3.2.4 Propuesta de modificación del P.O. 3.8

El procedimiento de operación 3.8 tiene como objeto establecer las pruebas para la participación de instalaciones conectadas al sistema eléctrico peninsular español en los procesos y servicios gestionados por el Operador del Sistema, así como definir los criterios de validación de adscripción a un centro de control de generación y demanda de las instalaciones que tienen esta obligación de adscripción.

La versión sometida a consulta pública presenta las siguientes propuestas de cambio:

- Se eliminan las definiciones de *potencia máxima de la instalación de generación, de la instalación de almacenamiento (en modo generación) o de la instalación híbrida*, así como de *potencia máxima de la instalación de demanda o de la instalación de almacenamiento (en modo consumo)*, que aparecían en este P.O. y en el P.O. 3.2, con el objetivo de que queden recogidas únicamente en el Procedimiento de Operación 3.1. Asimismo, se traslada al P.O. 3.1 la definición de mínimo técnico. De esta forma, si a futuro fuera necesario modificar alguna de las definiciones anteriores, solo se requerirá modificar un único procedimiento de operación siendo de aplicación para todos los demás.
- En el apartado 4, sobre las pruebas de control de producción, se introducen varias propuestas:
  - En el apartado 4.2, en el que se describe el protocolo de pruebas, se ha añadido una aclaración de lo que debe hacer la instalación cuando el OS emite una consigna de potencia 0 con motivo 0.
  - En el apartado 4.3, sobre la validación mensual de la adscripción a un centro de control, se ha introducido la fecha desde la que comienza a validarse la adscripción para instalaciones que no tienen obligación de disponer de APESp y se ha realizado una aclaración sobre la fecha aplicable con el mismo fin a instalaciones que comienzan a formar parte de una agrupación mayor del umbral de controlabilidad (establecido actualmente en 5 MW).
  - Adicionalmente, en el apartado 4.4, se ha ampliado el número de meses de incumplimiento de adscripción a un centro de control de generación y demanda que conlleva una penalización (de tres a cuatro meses consecutivos), con el fin principal de que las instalaciones ya en servicio tengan un tiempo adecuado para implementar los cambios en sus instalaciones.

Dichas modificaciones se realizan para alinear este apartado con el apartado gemelo del P.O. 9.2 relativo a la validación de obligación de envío de telemida que el OS propone modificar con motivo de los comentarios recibidos durante la consulta pública que ha tenido lugar durante el mes de octubre de 2024.

- Se considera necesario eliminar el primer párrafo del apartado 8.2.2 “Comunicación de desvíos e indisponibilidades” ya que esta casuística pertenece y está cubierta por el procedimiento de operación 3.6. Siendo el texto redundante con lo allí recogido y por lo tanto se elimina con el objeto de facilitar la gestión y comprensión de las normas.
- Se propone incluir distintos textos explicativos en el apartado 8.2.3.1, “Proceso de solución de restricciones técnicas”. Estas aclaraciones especifican a qué tipo de instalaciones le son de aplicación este apartado y sus distintas consideraciones.

Cabe señalar que el objetivo de este apartado fue regular la fase de pruebas preoperacionales de ciclos combinados durante la época de profusión de estos dados las características muy específicas de su tecnología, sin haber sido adaptado durante los distintos cambios normativos y el cambio de escenario que ha vivido el sector eléctrico.

Con esta propuesta se busca reforzar el espíritu con el que este texto fue redactado en origen y aclarar las distintas dudas que en la actualidad se planteaban durante los procesos de puesta en servicio de nuevas instalaciones. Cabe recordar que la prioridad en este aspecto es garantizar la seguridad del sistema y establecer controles sobre cualquier entrega o vertido de energía que pueda afectar al sistema en su conjunto, a una localización o a un elemento de la red de forma particular.

### 3.2.5 Propuesta de modificación del P.O. 14.3

El procedimiento de operación 14.3 “Garantías de pago” tiene por objeto establecer las condiciones generales de la recepción y gestión de las garantías correspondientes a las liquidaciones establecidas en el Procedimiento de Operación 14.1 «Condiciones generales del proceso de liquidación del operador del sistema».



Se someten a consulta pública las siguientes propuestas de cambio:

- Se modifican los subapartados a) y c) del apartado 7.1, “Instrumentos válidos para la constitución de garantías”, con objeto de añadir sendos párrafos en los que se especifica la forma de proceder en el caso de que las entidades depositarias de las garantías en efectivo aportadas por los sujetos para cubrir las obligaciones de pago estimadas de las liquidaciones del operador del sistema, así como las entidades financieras que prestan líneas de crédito a los sujetos para aportar esas mismas garantías fueran declaradas en situación concursal o les hubiera quedado sin efecto la autorización administrativa para el ejercicio de su actividad.

De los cuatro instrumentos válidos para la constitución de garantías de pago establecidos en el apartado 7.1 de este Procedimiento en los que intervienen entidades financieras o aseguradoras (depósitos en efectivo en una cuenta designada por el operador del sistema, avales o fianzas de carácter solidario prestado por banco, líneas de crédito suscritas por los sujetos y certificados de seguro de caución solidario prestados por entidades aseguradoras), únicamente para dos de ellos, los avales y fianzas y los certificados de seguro de caución, se contempla en la actual redacción de este apartado cómo actuar en caso de que las entidades facilitadoras de dichos instrumentos fueran declaradas en situación concursal o perdiesen la autorización administrativa para ejercer su actividad.

Con la modificación propuesta se pretende especificar la forma de actuar ante la misma casuística eventual de situación concursal o pérdida de autorización administrativa también para los otros dos instrumentos en los que intervienen las entidades financieras, los depósitos en efectivo en cuenta designada por el operador del sistema y las líneas de crédito, dado que el riesgo de que se produzcan las citadas situaciones también existe tanto para las entidades bancarias depositarias de las garantías en efectivo como para las entidades financieras proveedores de líneas de crédito.

- Se modifican los dos primeros párrafos del apartado 7.2, “Calificación mínima exigible”, con objeto de introducir la fijación de un criterio más conservador para aplicar la facultad del operador del sistema que se establece en este apartado para rechazar o limitar avales, fianzas, líneas de crédito o seguros de caución.

A tal efecto, se especifica en la nueva redacción que, en el caso de que haya más de una agencia de calificación que otorguen calificación crediticia a una entidad financiera o aseguradora que proporcione avales, fianzas, líneas de crédito o seguros de caución a los sujetos del mercado para aportar las garantías de pago de las liquidaciones del operador del sistema, sea la segunda mejor calificación la que se utilice para verificar si la entidad cumple con el requisito de calificación mínima fijado en este mismo apartado 7.2.

Se establece de esta forma un criterio más conservador para prevenir un eventual concurso de acreedores o pérdida de autorización administrativa derivada de una gestión inadecuada de una entidad financiera o aseguradora, en consonancia con la cada vez mayor importancia que ha ido adquiriendo durante los últimos años en el ámbito de la gestión empresarial la identificación de riesgos y la adopción de acciones para su prevención o mitigación.

Asimismo, se propone eliminar a la agencia DBRS como una de las relevantes para la calificación crediticia de las entidades financieras y aseguradoras, dada su pérdida de peso efectivo en el ámbito del negocio de calificación crediticia que se ha percibido durante los últimos años.

### 3.2.6 Propuesta de modificación del P.O. 14.4

El procedimiento de operación 14.4 Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema tiene por objeto determinar los derechos de cobro y las obligaciones de pago que se derivan de los servicios de ajuste del sistema a efectos del proceso de liquidación.

La versión sometida a consulta pública incluye las siguientes propuestas de cambios:



- Se corrigen en el apartado 7.3 algunas erratas en la definición de las variables de las fórmulas, donde aparecía duplicada la expresión “en el apartado”.
- Se elimina el criterio de asignación de redondeo en el caso de cálculo de medida cuartohoraria mientras no existan productos cuartohorarios de energía incluido en el Anexo II. El criterio de asignación, así como otros criterios técnicos, se encuentran recogidos en el documento de intercambio de información de datos de medida “*Nuevos formatos de ficheros para la adaptación a la medida cuartohoraria*” publicado a todos los participantes del sistema de medida.

**red eléctrica**  
Una empresa de Redeia