

## TRÁMITE DE AUDIENCIA DE LA PROPUESTA DE RESOLUCIÓN POR LA QUE SE MODIFICAN LOS PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN ELÉCTRICOS 3.1, 3.2 Y 7.2 PARA FACILITAR LA ESTABILIZACIÓN DE LA TENSIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO PENINSULAR ESPAÑOL

**(DCOOR/DE/010/25)**

### **CONSEJO. SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA**

#### **Presidente**

D. Ángel García Castillejo

#### **Consejeros**

D. Josep Marría Salas Prat  
D. Carlos Aguilar Paredes  
D.ª María Jesús Martín Martínez  
D. Enrique Monasterio Beñaran

#### **Secretario**

D. Miguel Bordiu García-Ovies

En Madrid, a \_\_\_\_ de enero de 2026

De acuerdo con las funciones establecidas en los artículos 7.1.b y 7.1.c de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC, la Sala de la Supervisión Regulatoria resuelve:

PROPIEDAD DE LA CNMC. ESTE DOCUMENTO NO PUEDE SER DIFUNDIDO, CIRCULADO, REPRODUCIDO NI SE PUEDE HACER UNA COPIA FÍSICA NI DIGITAL SIN LA AUTORIZACIÓN EXPRESA DE LA CNMC.

## CONTENIDO

I. ANTECEDENTES DE HECHO .....	3
II. FUNDAMENTOS DE DERECHO .....	4
Primero. Habilitación competencial .....	4
Segundo. Síntesis de los cambios propuestos por el operador del sistema.....	4
Tercero. Consideraciones.....	7
III. RESUELVE .....	10
ANEJO 1: MODIFICACIÓN PARCIAL DEL PROCEDIMIENTO DE OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO 3.1 <i>PROCESO DE     PROGRAMACIÓN</i> .....	11
ANEJO 2: MODIFICACIÓN PARCIAL DEL PROCEDIMIENTO DE OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO 3.2 <i>RESTRICCIONES     TÉCNICAS</i> .....	19
ANEJO 3: MODIFICACIÓN PARCIAL DEL PROCEDIMIENTO DE OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO 7.2 <i>REGULACIÓN     SECUNDARIA</i> .....	22

## I. ANTECEDENTES DE HECHO

**Primero.** A solicitud del Operador del Sistema, justificada en los riesgos para la seguridad del suministro expuestos por el mismo en dicha solicitud, y previa tramitación urgente de la propuesta de modificación a través del Consejo Consultivo de Electricidad e información pública, la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC aprobó la Resolución de 20 de octubre de 2025, por la que se modifican temporalmente los procedimientos de operación 3.1, 3.2 y 7.2 para la introducción de medidas urgentes para la estabilización de la tensión en el sistema eléctrico peninsular español.

Dicha resolución preveía ser de aplicación durante un periodo de treinta días naturales, el cual podía ser prorrogado por periodos adicionales de quince días naturales, hasta una duración total máxima de tres meses. Previa solicitud del operador del sistema, la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC acordó sucesivas prórrogas el 18 de noviembre, el 1 de diciembre, el 18 de diciembre y el 29 de diciembre de 2025. La aplicación de estas medidas temporales finaliza definitivamente el 19 de enero de 2026.

**Segundo.** Con fecha 18 de diciembre de 2025 se ha recibido en el registro de la CNMC propuesta del operador del sistema de modificación de los Procedimientos de Operación 3.1, 3.2 y 7.2. El objetivo de la propuesta es mantener la aplicación de las medidas transitorias establecidas en virtud de la Resolución de 20 de octubre de 2025 tras su vencimiento, integrándolas en el texto vigente de los procedimientos, aunque con variaciones en su contenido respecto al texto aprobado por la citada Resolución de 20 de octubre.

La propuesta recibida del operador del sistema ha sido sometida a consulta pública por dicho operador, entre el 19 de noviembre y el 10 de diciembre de 2025, de acuerdo con lo previsto en el artículo 23 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. Adicionalmente, la propuesta fue debatida por el operador con los participantes en el mercado y el operador del mercado, en una reunión el día 2 de diciembre de 2025, a la que también asistió la CNMC.

**Tercero.** Con fecha 29 de diciembre de 2025, y de acuerdo con la Disposición Transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, se dio trámite de audiencia, enviando al Consejo Consultivo de Electricidad la *“Propuesta de resolución por la que se modifican los procedimientos de operación eléctricos 3.1, 3.2 y 7.2 para facilitar la estabilización de la tensión en el sistema eléctrico peninsular español”*. Asimismo, en esa misma fecha, en cumplimiento del trámite de información pública, se publicó en la página web de la Comisión Nacional de

los Mercados y la Competencia la citada propuesta de resolución para que los sujetos formularan sus alegaciones en el plazo de 10 días hábiles.

La reducción del periodo de audiencia a 10 días hábiles viene justificada por la conveniencia de no interrumpir la aplicación de las medidas aprobadas por Resolución de 20 de octubre de 2025, cuyo vencimiento tendrá lugar el 19 de enero de 2026.

**Cuarto.** Con fecha 29 de diciembre de 2025, se remitió la propuesta de resolución a la Dirección General de Política Energética y Minas para que aportara sus comentarios al respecto.

## II. FUNDAMENTOS DE DERECHO

### Primero. Habilitación competencial

El artículo 7.1, párrafo final, de la Ley 3/2013, de 4 de junio, habilita a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia para dictar actos de ejecución y aplicación de las circulares, que habrán de publicarse en el BOE.

El artículo 7.1 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, en su párrafo b), habilita a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia para establecer la metodología relativa al acceso a las infraestructuras transfronterizas, incluidos los procedimientos para asignar capacidad y gestionar la congestión en el sector eléctrico. Así mismo, el párrafo c) del mismo artículo habilita a esta Comisión para establecer las metodologías relativas a la prestación de servicios de balance y de no frecuencia del sistema eléctrico.

La Circular 3/2019, de 20 de noviembre, en su artículo 5, establece que el operador de sistema deberá elaborar las propuestas necesarias para el desarrollo de la regulación europea, y presentar las propuestas necesarias para asegurar el buen funcionamiento del mercado mayorista de electricidad.

Por su parte, el artículo 23 de la citada Circular 3/2019 establece el procedimiento de aprobación por parte de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia de las metodologías, condiciones, reglas de funcionamiento de los mercados y procedimientos de operación y proyectos de demostración.

### Segundo. Síntesis de los cambios propuestos por el operador del sistema

El operador del sistema solicita las modificaciones que se detallan a continuación y que van dirigidas a reducir los factores que provocan variaciones bruscas de

tensión en la red, lo que facilitará la estabilización de la tensión en el sistema eléctrico peninsular.

La propuesta consiste, a grandes rasgos, en mantener la aplicación de las medidas transitorias establecidas en virtud de la Resolución de 20 de octubre de 2025 tras su vencimiento, integrándolas en el texto vigente de los procedimientos. Sin embargo, los cambios propuestos no son idénticos a los que fueron introducidos con carácter temporal por la citada resolución, ya que se ha adaptado el contenido tras la experiencia y el debate con los sujetos interesados.

### **Procedimiento de operación 3.1 *Proceso de programación***

Se flexibiliza la hora de publicación del Programa Diario Viable Provisional (PDVP) con objeto de garantizar que se publica una solución completa de restricciones técnicas tras el Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF). De este modo, se evitará la aplicación de un volumen elevado de redespachos por restricciones en el proceso de resolución en tiempo real, lo que a su vez evitará la necesidad de activación de energías de balance adicionales. Para ello, se modifica lo siguiente:

- Se reduce de 30 a 15 minutos el plazo de tiempo para la publicación del PDBF por el OS (Apartado 6 y Anexo I).
- Se reduce de 20 a 10 minutos el plazo de tiempo para el envío de las nominaciones de programa de los participantes en el mercado al OS (Apartados 6.4, 6.5 y Anexo I).
- Se modifica la referencia temporal para el envío de los desgloses, las potencias hidráulicas y los caudales, quedando recogido en los apartados 7.1 y 7.2 y el anexo I que dicha información será enviada por los sujetos al OS desde la publicación de los resultados del mercado diario hasta 10 minutos tras la publicación del PDBF.

A este respecto, el operador del sistema pone de manifiesto en su informe justificativo que esta modificación no supone una disminución del tiempo actualmente disponible para el envío de desgloses. Actualmente los participantes en el mercado disponen de 20 minutos tras la publicación del PDBC para el envío de esta información. Con el cambio propuesto, se retrasa su envío hasta 10 minutos después de la publicación del PDBF, por lo que dispondrán del plazo de tiempo para la publicación del PDBF (unos 15 minutos) más los 10 minutos adicionales tras la publicación del PDBF, es decir, unos 25 minutos en total para el envío de los desgloses de programa.

- Se modifica el apartado 8 y el anexo I para contemplar la publicación del PDVP con la solución completa de las restricciones técnicas del PDBF.

### **Procedimiento de operación 3.2 *Restricciones técnicas***

Se incorpora al proceso de resolución restricciones técnicas al PDBF la programación de generación por falta de reserva a subir, que anteriormente se abordaba en su totalidad en el proceso de restricciones técnicas en tiempo real. Esta adaptación tiene por objeto reducir el desequilibrio de energía en tiempo real y con él la necesidad de energía de balance. Para ello, se introduce los siguientes cambios en el PO3.2:

- Se modifica el apartado 6.1.3 c) para incluir la programación de grupos térmicos en situaciones de insuficiente reserva de potencia a subir en el sistema en la Fase 1 del proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF.
- En este mismo apartado 6.1.3 c) se especifica la obligación para los grupos térmicos adicionales que sean programados por falta de reserva a subir de ofrecer toda su reserva de potencia disponible en los mercados de balance, en los periodos de programación en los que se les haya asignado un redespacho de energía a subir y tengan establecida una limitación por seguridad de programa mínimo.
- En previsión de un incremento en el volumen de las restricciones y, en consecuencia, de la fase 2 (reequilibrio generación-demanda) del proceso de resolución de restricciones técnicas tras el PDBF, se elimina el apartado 6.2.1 b) para excluir la participación en esa fase de las importaciones de energía a través de interconexiones con los sistemas eléctricos vecinos sin sistema coordinado de gestión de la capacidad de intercambio del proceso de reequilibrio generación-demanda.
- Se elimina el apartado 6.5 de tal forma que la solución de las restricciones técnicas del PDBF sea siempre completa.

### **Procedimiento de operación 7.2 *Regulación secundaria***

La obligación de seguimiento del programa de tiempo real (PTR) por los proveedores habilitados en el servicio de recuperación de la frecuencia con activación automática (aFRR), que recoge el Anexo II, se extiende a todos los periodos de programación, independientemente de si el proveedor está participando activamente en el servicio. Se compatibiliza este cambio con el cálculo del desvío especificando que la liquidación de desvíos del BSP se

realizará teniendo en cuenta la energía cuartohoraria frente a la integral del PTR rampeado.

### Tercero. Consideraciones

La justificación que aporta el operador del sistema para la necesidad de modificación de los procedimientos de operación coincide con la aportada en octubre de 2025, cuando solicitó a la CNMC la aprobación urgente de unas medidas casi coincidentes con las ahora solicitadas.

En síntesis, a finales de septiembre, el operador observó que se estaban registrando en el sistema eléctrico peninsular variaciones bruscas de tensión coincidiendo con cambios abruptos en la producción procedente de plantas que siguen un factor de potencia, es decir, la variación de la producción de energía activa en estas instalaciones va acompañada de una variación de la energía reactiva, lo que a su vez impacta en la tensión. Si esa variación se produce de forma brusca, podría llegar a ponerse en riesgo la estabilidad del sistema y la seguridad del suministro.

El operador argumentaba que la dinámica descrita no se había producido en el pasado con la magnitud actual, es la evolución que ha experimentado el sistema en apenas uno o dos años la que provoca los saltos bruscos de producción: crecimiento significativo de las instalaciones que siguen factor de potencia, con participación muy activa en los segmentos de mercado de tiempo real (mercado intradiario y servicios de balance), negociación cuarto-horaria en los mercados, aparición de precios negativos, integración de los mercados de balance europeos, etc.

Para paliar este riesgo, en primer lugar, el operador del sistema exigió la aplicación de una rampa controlada para los cambios de programa a todas las instalaciones que dispone de esta capacidad en virtud de la Orden TED/749/2020. En segundo lugar, propuso a la CNMC la introducción de modificaciones en los procedimientos de operación del sistema. Dichas modificaciones perseguían eliminar algunos de los factores que facilitan la aparición de saltos bruscos de programa. A grandes rasgos:

- Garantizar una resolución completa de restricciones (congestiones, falta de reserva, etc.) tras el mercado diario, dando así firmeza a los programas con antelación a tiempo real y reduciendo la necesidad de programar energías de balance en tiempo real;

- Y establecer el seguimiento del programa PTR (incluyendo rampas para los cambios de programa) por parte de las instalaciones habilitadas en secundaria (aFRR) en todos los periodos de programación. De esta forma se pretende ampliar el número de instalaciones que siguen rampas en los cambios de programa más allá del ámbito de la Orden TED/749/2020, alcanzando a todas las instalaciones que disponen de esa capacidad.

La propuesta del operador del sistema incluía otras medidas (revisión del PO7.4) que no fueron aprobadas por la CNMC en octubre de 2025, por considerar que requerían un mayor análisis y debate con los sujetos y, además, no eran de inmediata aplicación.

Las medidas propuestas fueron aprobadas por Resolución de la CNMC de 20 de octubre, tras un breve proceso de audiencia pública. Su aplicación se estableció con carácter temporal, con un máximo de tres meses (del 20 de octubre al 19 de enero). La CNMC consideró conveniente dotarles de un carácter temporal teniendo en cuenta la urgencia de la tramitación, la falta de debate en el sector (sin consulta pública del operador del sistema), el riesgo de que las modificaciones afectaran negativamente al mercado y, sobre todo, la posibilidad de que las variaciones de tensión que justificaban las medidas pudieran tener un origen estacional, por la menor demanda del periodo otoñal. Se consideró que la situación podía mejorar con el aumento de la demanda en invierno, la reducción del potencial solar y la implementación del nuevo servicio de control de tensión del PO7.4, aprobado por Resolución de la CNMC de 12 de junio de 2024, que estaba prevista en enero de 2026.

Desde que se iniciara la aplicación de estos cambios el pasado mes de octubre, la CNMC ha estado vigilando estrechamente el impacto de las medidas, tanto sobre las variaciones de tensión, como sobre el mercado eléctrico. Esta vigilancia se ha llevado a cabo con la información y los análisis proporcionados por el operador del sistema, y con la información del mercado a la que tiene acceso diariamente esta Comisión. No se ha constatado un aumento de los costes de restricciones o banda de regulación secundaria que soporta la demanda, tampoco se ha observado un impacto negativo sobre el desempeño del mercado y, en particular, de la primera subasta intradiaria (IDA1).

Asimismo, la CNMC ha impulsado a través de reuniones con los sujetos y el operador del sistema la rápida implementación del nuevo servicio de control de tensión —que permite una gestión dinámica de la tensión —, de forma que se clarifiquen los requisitos y respuestas que se exigen en el servicio del P.O.7.4 y en el proceso de habilitación para dar este servicio. Como resultado de este proceso, se está trabajando en la actualidad en la adaptación de ciertos aspectos del servicio al nuevo escenario del sistema eléctrico.

Mientras tanto, el operador del sistema ha lanzado de nuevo la modificación de los procedimientos, esta vez sí cumpliendo el trámite de consulta pública con los sujetos interesados, debatiendo además la propuesta directamente con los sujetos. Este proceso ha culminado con la propuesta que es objeto de la presente resolución, la cual constituye una evolución de la primera versión propuesta, ya que se han incorporado adaptaciones que minimizarán el riesgo de afectación a los procesos del operador del mercado. Si bien dichas adaptaciones, consistentes en ajustar los tiempos asociados a los procesos de nominación de programas, envío de desgloses y publicación del PDBF, pueden afectar a los sujetos, hay que tener en cuenta que el operador del sistema ha renunciado a la reducción del plazo para la presentación de ofertas de restricciones, ante el rechazo de los sujetos.

En el proceso de debate con el sector, se han discutido otras posibles soluciones alternativas a esta modificación de los procedimientos 3.1, 3.2 y 7.2. La opción más efectiva sería la exigencia de rampas para cambio de programa a todas las instalaciones de generación del sistema eléctrico peninsular, acompañado de la imposición de un control de tensión dinámico en sustitución del factor de potencia, lo que obligaría a las instalaciones anteriores a la Orden TED/749/2020 a acometer inversiones. Otra herramienta que sería efectiva para garantizar la estabilidad de las tensiones sería una habilitación rápida y generalizada de las instalaciones asíncronas en el servicio de control de tensión con seguimiento de consignas. Pero este proceso podría no estar lo suficientemente avanzado cuando cambien de nuevo las circunstancias del sistema en primavera, con el descenso de la demanda y el aumento de la producción solar.

En consecuencia, se considera conveniente proceder con la tramitación de las modificaciones de procedimientos solicitadas por el operador del sistema. Las modificaciones que ahora se aprueban podrán ser revisadas más adelante en tanto se desarrollem otras soluciones de medio plazo que también puedan contribuir a la reducción de las variaciones bruscas de tensión, como el citado servicio de control de tensión.

Vistos los citados antecedentes de hecho y fundamentos de derecho, la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC,

### III. RESUELVE

**Primero.** Aprobar la modificación parcial de los procedimientos de operación 3.1, 3.2 y 7.2 que se recoge en los Anejos de esta resolución.

**Segundo.** Esta modificación surtirá efectos al día siguiente de su publicación en el Boletín Oficial del Estado.

**Tercero.** Dejar sin efecto las versiones previamente aprobadas de los apartados o párrafos de los procedimientos de operación 3.1, 3.2 y 7.2 que modifica esta resolución.

La presente resolución se notificará a Red Eléctrica de España, S.A. y al Operador del Mercado Ibérico Eléctrico (OMIE) y se publicará en el «Boletín Oficial del Estado», en cumplimiento de los establecido en el artículo 7.1, párrafo final, de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC. Esta modificación surtirá efectos al día siguiente de su publicación en el Boletín Oficial del Estado.

PROUESTA DE RESOLUCIÓN

## ANEJO 1: MODIFICACIÓN PARCIAL DEL PROCEDIMIENTO DE OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO 3.1 PROCESO DE PROGRAMACIÓN

**Primero.** Se modifica el primer párrafo del apartado 6 *Elaboración del Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF)* del PO3.1, que queda redactado del siguiente modo:

6. Elaboración del Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF).

Antes de las 13:30 horas13:15 horas, o bien antes de transcurridos 3015 minutos tras la publicación de la información correspondiente a los resultados de la casación de ofertas en el mercado diario, el OS pondrá a disposición de todos los participantes en el mercado, y del OM, el Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF) de las unidades de programación para el día siguiente.

[...]

**Segundo.** Se modifica el apartado 6.4 *Nominaciones después del mercado diario* del PO3.1, que queda redactado del siguiente modo:

6.4. Nominaciones después del mercado diario

Antes de las 13:00 horas, o bien antes de transcurridos 2010 minutos tras la publicación de la información correspondiente a los resultados de la contratación en el mercado diario, el OS recibirá de los participantes del mercado la nominación de los siguientes programas:

- Programas resultantes del mercado diario en unidades de programación, en caso de no correspondencia única entre la unidad de oferta en el mercado diario y la unidad de programación
- Contratos bilaterales con entrega física internos que no hayan elegido la opción de nominación firme previa al mercado diario, incluidos los contratos bilaterales con entrega física entre empresas comercializadoras.
- Modificaciones de contratos bilaterales internos que hayan elegido la opción de nominación firme previa al mercado diario, siempre que esta modificación suponga un incremento del programa de energía firme previamente comunicado y no se modifiquen las unidades de programación con las cuales el contrato bilateral haya sido previamente nominado.

[...]

**Tercero.** Se modifica el apartado 6.5 *Subasta Diaria de Respaldo (SDR) en la interconexión Francia-España* del PO3.1, que queda redactado del siguiente modo:

#### 6.5. Subasta Diaria de Respaldo (SDR) en la interconexión Francia-España

En caso de desacoplamiento de mercados, la capacidad de intercambio disponible en el horizonte diario será ofrecida en una Subasta Diaria de Respaldo (SDR) de acuerdo con lo dispuesto en los procedimientos de contingencia "DA Fallback Procedures in SWE region for day-ahead market coupling", establecidos de acuerdo con el artículo 44 del Reglamento (UE) 2015/1222.

Tras la SDR, el OS o tercero habilitado pondrá a disposición del OM el valor de capacidad diaria autorizada para cada participante en el mercado en cada sentido de flujo, al objeto de que esta información pueda ser tenida en cuenta para la aceptación de ofertas al mercado diario en los casos que así corresponda.

Antes de las 13:00 horas, o bien antes de transcurridos **2010** minutos tras la publicación de la información correspondiente a los resultados del mercado diario, el OS recibirá la nominación de los contratos bilaterales con entrega física establecidos entre la unidad de programación genérica y la unidad de programación en frontera, al objeto de transferir, y anular así, el programa de la unidad genérica.

Finalmente, y en caso de desacoplamiento de mercados, y si excepcionalmente esta SDR no pudiera celebrarse, la capacidad de intercambio disponible en el horizonte diario será ofrecida en el mercado intradiario.

[...]

**Cuarto.** Se modifica el apartado 7.1 *Desgloses de programa en unidades físicas* del PO3.1, que queda redactado del siguiente modo:

#### 7.1. Desgloses de programa en unidades físicas

Los participantes en el mercado facilitarán al OS la información correspondiente a los desgloses del programa de las unidades de programación por unidad física y, en caso de que así sea de aplicación, por unidades equivalentes de acuerdo con los criterios de desglose de programas que haya establecido el OS de forma específica para dicha unidad de programación, al objeto de que esta información pueda ser tenida en cuenta en los análisis de seguridad del sistema.

Con carácter general, las unidades físicas se encuentran definidas en el anexo II de este procedimiento para cada tipo de unidad de programación. Por razones de seguridad del sistema, en determinados casos el OS podrá definir y comunicar previamente a los participantes del mercado, los criterios y códigos específicos a utilizar para la realización de estos desgloses en unidades físicas equivalentes, conforme a lo establecido en el anexo II de este procedimiento.

Este desglose de programas será aplicable a todas aquellas unidades de programación compuestas por más de una unidad física en los diferentes horizontes de programación en los que la unidad de programación haya modificado su programa:

- En horizonte diario, ~~antes de las 13:00 horas, o bien antes de transcurridos 20 minutos tras la publicación de la información correspondiente a los resultados del mercado diario~~ desde la publicación de los resultados del mercado diario hasta 10 minutos tras la publicación del PDBE.
- En horizonte intradiario:
  - o Antes de transcurridos 15 minutos tras la recepción de los resultados de las subastas del mercado intradiario.
  - o Tras el mercado intradiario continuo, con una antelación no inferior a 50 minutos respecto al inicio del primer periodo de programación de la ronda correspondiente.
- En tiempo real, con una antelación no inferior a 5 minutos respecto al inicio del periodo de programación correspondiente al suministro de la energía.

Se considerará que el desglose de una unidad de programación es incorrecto cuando la suma de los programas desglosados correspondientes a las unidades físicas que componen dicha unidad de programación difiera del programa de la unidad de programación, con una tolerancia de  $\pm 0,1$  MW.

[...]

**Quinto.** Se modifica el apartado 7.2 *Comunicación de potencias hidráulicas máximas y valores mínimos para instalaciones de producción hidráulica* del PO3.1, que queda redactado del siguiente modo:

7.2 Comunicación de potencias hidráulicas máximas y valores mínimos para instalaciones de producción hidráulica

~~Antes de las 13:00 horas, o bien antes de transcurridos 20 minutos tras~~ Desde la publicación de la información correspondiente a los resultados del mercado

diario hasta 10 minutos tras la publicación del PDBF, los participantes del mercado con unidades de gestión hidráulica o con unidades de programación de tecnología hidráulica, consideradas relevantes para los análisis de seguridad, deberán facilitar al OS la siguiente información:

- Potencias hidráulicas totales máximas por unidad de programación que, en caso de que así se les requiera por razones de seguridad del sistema, pueden ser suministradas y mantenidas por dicha unidad de programación durante un tiempo máximo de 4 y de 12 horas.
- Potencia hidroeléctrica mínima que debe mantener dicha unidad de programación hidráulica durante 4 horas consecutivas.

Como último recurso únicamente ante situaciones que impidan seguir las limitaciones y/o consignas del OS, los participantes del mercado podrán facilitar al OS en el mismo horario anterior:

- Potencia eléctrica de caudal mínimo hidráulico que debe mantener la unidad física o conjunto de unidades físicas para cumplir con los requerimientos debidamente justificados de caudal mínimo exigidos por su Confederación Hidrográfica u otros estamentos oficiales. El valor de la potencia eléctrica se aportará preferentemente como estimación por unidad física y por periodo de programación, de lo contrario, no estará garantizada su consideración.

Esta información podrá ser actualizada o informada tras la publicación del PDVP si las circunstancias de operación de las unidades se ven modificadas por los estamentos competentes.

Esta información solo será admitida como válida si permite verificar que la potencia eléctrica es igual o inferior al desglose de programa comunicado para la unidad física afectada.

El OS podrá solicitar toda la información adicional de carácter oficial que resulte necesaria para validar las solicitudes recibidas.

Las comunicaciones de caudal mínimo hidráulico y su información asociada podrán ser remitidas a la CNMC a petición de esta Comisión.

[...]

**Sexto.** Se modifica el último párrafo del apartado 8 *Elaboración del programa diario viable provisional (PDVP)* del PO3.1, que queda redactado del siguiente modo:

## 8. Elaboración del Programa Diario Viable Provisional (PDVP)

[...] El programa PDVP de las unidades de programación localizadas en el sistema eléctrico peninsular español resultante de este proceso será publicado por el OS no más tarde de las 14:45 horas, o en todo caso, antes de transcurridos 75 minutos tras la publicación del PDBF ~~cuando la primera sesión de subasta intradiaria haya sido anulada a nivel europeo, como consecuencia de retrasos en la comunicación de resultados del mercado diario.~~

[...]

**Séptimo.** Se modifica la tabla del apartado 1. *Horarios de publicación del proceso de programación diario* del Anexo I del PO3.1, que queda redactada del siguiente modo:

### 1. Horarios de publicación del proceso de programación diario.

Concepto	Hora límite de publicación (D-1)
Nominación de los PM al OS de la capacidad asignada en las subastas de capacidad anuales y mensuales en la interconexión Francia-España.	8:30 horas
El OS pone a disposición del OM y PM la información de derechos físicos de capacidad obtenidos en horizontes anual y mensual para la interconexión Francia-España cuyo uso ha sido notificado en ambos sistemas eléctricos.	9:00 horas
Nominación de los PM al OS de contratos bilaterales antes del mercado diario: - Contratos bilaterales internacionales con entrega física a través de interconexiones en las que no esté establecido un procedimiento coordinado de asignación de capacidad. - Contratos bilaterales internos con entrega física.	10:15 horas
Publicación del OS a los PM de la información previa al mercado diario. El OS pondrá a disposición del OM: - La capacidad de intercambio en las interconexiones internacionales disponible antes del mercado diario (ATC). - Los contratos bilaterales nominados al OS con anterioridad al mercado diario.	10:30 horas
Publicación de los resultados del mercado diario.	13:00 horas

<p>Nominaciones de programa de los PM al OS por UP correspondientes a:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Contratos bilaterales internos con entrega física.</li> <li>- Nominaciones de los resultados del mercado diario (en caso de UO que integran varias UP).</li> <li>- Nominación de los correspondientes contratos bilaterales con entrega física en caso celebración de la SDR en la interconexión Francia-España.</li> </ul> <p><u>Envío de los PM al OS del programa correspondiente a:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- <u>Desgloses de UP en UF.</u></li> <li>- <u>Potencias hidráulicas máxima y mínima.</u></li> <li>- <u>Caudales mínimos hidráulicos.</u></li> </ul>	<p>13:00 horas (en todo caso, hasta 20 min tras la publicación de los resultados del mercado diario)</p>
<p>Publicación PDBF por el OS.</p>	<p><u>13:30 13:15</u> horas (en todo caso, hasta <u>30</u><u>15</u> min tras publicación de los resultados del mercado diario)</p>
<p><u>Envío de los PM al OS de la información correspondiente a:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- <u>Desgloses de UP en UF.</u></li> <li>- <u>Potencias hidráulicas máxima y mínima.</u></li> <li>- <u>Caudales mínimos hidráulicos.</u></li> </ul>	<p><u>Desde la publicación de los resultados del mercado diario hasta 10 min tras publicación PDBF.</u></p>
<p>Presentación de ofertas para el proceso de solución de restricciones técnicas.</p>	<p>Desde las 12:00 horas hasta 15 min tras publicación PDBF</p>
<p>Puesta a disposición de los PM y del OM de los resultados de la subasta de capacidad de contratos bilaterales con entrega física efectuada, en caso de congestión, en la interconexión España-Marruecos</p>	<p>14:45 horas</p>
<p>Publicación PDVP por el OS.</p>	<p>14:45 horas (en todo caso, hasta 75 min tras publicación PDBF, cuando la primera sesión de subasta intradiaria haya sido anulada a nivel europeo, como consecuencia de retrasos en la comunicación de resultados del mercado diario).</p>

Puesta a disposición la plataforma Europea de Contratación Continua la información necesaria para iniciar la primera sesión de subasta intradiaria: <ul style="list-style-type: none"> <li>- La capacidad de intercambio en las interconexiones internacionales intracomunitarias (NTC).</li> <li>- Los programas comerciales establecidos en las interconexiones intracomunitarias tras el mercado diario.</li> </ul>	14:45 horas (en todo caso, hasta las 14:55)
Requerimientos de reserva de regulación secundaria.	14:45 horas
Periodos horarios con requerimientos de capacidad reactiva adicional.	15:30 horas
Presentación de ofertas de capacidad reactiva adicional.	16:00 horas (en todo caso, hasta 75 minutos tras la publicación del PDVP)
Asignación de capacidad reactiva adicional.	16:30 horas (en todo caso, hasta 30 minutos tras el cierre de presentación de ofertas de capacidad reactiva adicional)
Presentación de ofertas de banda regulación secundaria.	17:00 horas (en todo caso, hasta 30 minutos tras la asignación de capacidad reactiva adicional)
Asignación de reserva de regulación secundaria.	17:30 horas (en todo caso, hasta 30 minutos tras el cierre de presentación de ofertas de regulación secundaria)
Presentación de ofertas de respaldo de energía de regulación secundaria	20:00 horas
Requerimientos de reserva de regulación terciaria.	21:00 horas
Presentación de ofertas de regulación terciaria.	23:00 horas

PROPIEDAD DE LA COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA  
ESTA ES UNA PROPUESTA DE RESOLUCIÓN

## ANEJO 2: MODIFICACIÓN PARCIAL DEL PROCEDIMIENTO DE OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO 3.2 RESTRICCIONES TÉCNICAS

**Primero.** Se modifica el apartado 6.1.3.c) *Solución de restricciones técnicas debidas a insuficiente reserva de potencia a subir* del PO3.2, que queda redactado del siguiente modo:

6.1.3. Selección y aplicación de los medios de solución.

[...] c) Solución de restricciones técnicas debidas a insuficiente reserva de potencia a subir.

En aquellos casos en los que, una vez ya incorporados los redespachos y limitaciones de seguridad sobre el programa PDBF necesarios para la solución de las restricciones técnicas, se identifique la existencia de una insuficiente reserva de potencia a subir en el programa resultante, el OS aplicará limitaciones de programa mínimo a un valor igual a su mínimo técnico sobre todos los grupos térmicos programados en el PDBF habilitados para participar en la Fase 2 del proceso de solución de restricciones técnicas y/o servicios de balance de activación manual. En el caso de unidades de programación térmicas compuestas por más de una unidad física o híbridas térmicas, el valor de la limitación será igual a la suma de los valores de mínimo técnico de las unidades físicas cuyo valor de desglose comunicado sea igual o superior al mínimo técnico de la instalación.

Cuando las medidas anteriores no sean suficientes para garantizar un margen adecuado de reserva de potencia a subir, el OS procederá a programar el arranque de grupos térmicos adicionales teniendo en cuenta para ello la reserva de potencia a subir que cada uno de los grupos térmicos disponibles y no acoplados, aportaría en su caso al sistema, teniendo en cuenta su capacidad máxima de potencia activa, el tiempo de preaviso desde orden de arranque hasta mínimo técnico, en frío o en caliente o, en su caso, el tiempo de preaviso para el arranque de una turbina de gas adicional, según corresponda, así como el coste asociado a la programación del arranque de cada uno de ellos y el coste para cada hora cuando se requiera la programación de una turbina de gas adicional de un ciclo combinado multieje, con el objeto de asegurar así la reserva adicional de potencia a subir requerida con el mínimo coste asociado.

Cuando se programe el arranque de un grupo térmico, el tiempo efectivo desde arranque en frío o en caliente hasta mínimo técnico, así como el arranque de una turbina de gas adicional en ciclos combinado multieje, según sea el caso, no podrá ser superior al tiempo de preaviso declarado al OS en la oferta de restricciones técnicas.

En este proceso de arranque de grupos térmicos adicionales, el OS tendrá en cuenta los posibles modos de funcionamiento de los ciclos combinados multieje.

El coste de programación de un grupo térmico por insuficiencia de la reserva de potencia a subir disponible será calculado como el cociente entre el coste de programación del grupo a mínimo técnico en todos periodos de programación con insuficiente reserva de potencia a subir y, la potencia máxima disponible del grupo por el número de periodos de programación en los que se requiere la programación de grupos térmicos adicionales. En caso de que como resultado de dicho cálculo haya varios grupos con un mismo coste, se programarán los grupos de menor a mayor coste de programación a mínimo técnico.

La reserva de potencia aportada por cada grupo térmico se determinará conforme a la potencia activa máxima disponible en la unidad, valor éste que en el extremo será igual a la potencia activa neta registrada para dicha unidad de producción. Para el caso de grupos térmicos híbridos, el valor de la de la potencia máxima disponible del grupo será igual a la diferencia entre la potencia máxima para la operación de la unidad de programación y la suma de los desgloses comunicados por el resto de las unidades físicas no térmicas de la unidad de programación.

Para esta programación del arranque de grupos térmicos adicionales por razón de insuficiencia de la reserva de potencia a subir disponible, se utilizará un código de limitación específico al objeto de poder contabilizar de forma individualizada, tanto el volumen de estos redespachos debidos a una reserva insuficiente de potencia a subir en el sistema, como el coste asociado a la aplicación de los mismos.

Los grupos térmicos adicionales que sean programados para garantizar un margen adecuado de reserva de potencia a subir deberán asegurar que toda su reserva de potencia disponible la ofrecen en los mercados de balance, en los periodos de programación en los que se les haya generado un redespacho de energía a subir y tengan establecida una limitación por seguridad de programa mínimo.

[...]

**Segundo.** Se elimina el epígrafe b) del apartado 6.2.1 *Medios para el reequilibrio generación-demanda* del PO3.2.

~~b) Unidades de venta correspondientes a importaciones de energía a través de las interconexiones con los sistemas eléctricos vecinos sin sistema coordinado de gestión de la capacidad de intercambio.~~

**Tercero.** Se elimina el apartado 6.5 *Solución parcial de las restricciones técnicas del programa diario base de funcionamiento* del PO3.2.

~~6.5. Solución parcial de las restricciones técnicas del programa diario base de funcionamiento~~

~~El OS realizará sus mejores esfuerzos para resolver las restricciones técnicas del PDBF, cumpliendo en todo caso con la hora de publicación del PDVP de las 14:45 horas, para no afectar a la realización de la subasta intradiaria, siempre que el PDBF esté ya publicado.~~

~~Las modificaciones de programa y las limitaciones por seguridad que sean necesarias para la solución de las restricciones técnicas identificadas en el PDBF y que no hayan sido incorporadas en la publicación del PDVP, se establecerán en el proceso de solución de restricciones técnicas en tiempo real, conforme a lo establecido en este procedimiento de operación.~~

## ANEJO 3: MODIFICACIÓN PARCIAL DEL PROCEDIMIENTO DE OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO 7.2 REGULACIÓN SECUNDARIA

**Primero.** Se modifica el apartado 5 *Impacto del seguimiento del PTR en el programa final del BRP* del Anexo II *Programa en tiempo real (PTR)* del PO7.2, que queda redactado del siguiente modo:

### 5. Impacto del seguimiento del PTR en el programa final del BRP

La energía aFRR reconocida a un proveedor se calcula teniendo en cuenta su PTR. Por ello, El seguimiento del PTR es obligatorio en todos los periodos de programación, en los que ese proveedor participe independientemente de la participación del proveedor en el servicio de regulación secundaria (periodos en los que haya enviado ofertas de energía aFRR junto con los 5 minutos previos y posteriores) el seguimiento del PTR es obligatorio.

En los periodos en los que existan ofertas válidas de aFRR, el seguimiento y envío de consignas cada 4 segundos será obligatorio para cumplir el PTR y el requisito de regulación secundaria recibido del OS.

La liquidación de desvíos del BSP se realizará teniendo en cuenta la energía cuartohoraria frente a la integral del PTR rampeado.

No obstante, en los periodos de programación en los que un proveedor no participa en el servicio, es decir, no ha enviado ofertas de energía aFRR, el seguimiento del PTR es opcional. Cada proveedor podrá elegir voluntariamente entre las siguientes opciones:

- Opción 1: seguimiento del PTR ligado a la participación en el servicio de regulación secundaria.
- Opción 2: seguimiento del PTR en todos los periodos de programación.

La opción elegida será un dato estructural que aplicará en todos los periodos de programación en los que el proveedor no participe en el servicio. El cambio de una opción a otra será comunicado al OS con la suficiente antelación, quien indicará al proveedor la fecha de aplicación del cambio, en su caso.

~~En la siguiente tabla se muestran los períodos en los que un proveedor debe hacer seguimiento del PTR en función de las ofertas enviadas y de la opción elegida:~~

Tipo de QH		Seguimiento del PTR	
Oferta en el QH	Ofertas en los QH anterior y/o posterior	Opción 1	Opción 2
No	No	No sigue el PTR	Sí sigue el PTR
No	Sí	Sí sigue el PTR en los 5 últimos/primeros minutos. No sigue el PTR el resto del periodo	Sí sigue el PTR
Sí	Sí/No	Sí sigue el PTR	Sí sigue el PTR