

TRÁMITE DE AUDIENCIA DE LA PROPUESTA DE RESOLUCIÓN POR LA QUE SE MODIFICAN TEMPORALMENTE VARIOS PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN ELÉCTRICOS PARA LA INTRODUCCIÓN DE MEDIDAS URGENTES PARA LA ESTABILIZACIÓN DE LA TENSIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO PENINSULAR ESPAÑOL

(DCOOR/DE/008/25)

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 octubre de 2025

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:

I. ANTECEDENTES DE HECHO

Primero. Con fecha 7 de octubre de 2025 ha tenido entrada en la CNMC un escrito del operador del sistema mediante el cual solicita a esta Comisión la introducción de modificaciones urgentes en varios procedimientos de operación eléctricos. El operador del sistema pone de manifiesto en su escrito la observancia en las últimas dos semanas de variaciones bruscas de tensión en el sistema eléctrico peninsular español, tales que pueden tener impacto en la seguridad del suministro si no son implementados los cambios propuestos.

Segundo. Con fecha 8 de octubre 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 temporalmente varios procedimientos de operación eléctricos para la introducción de medidas urgentes para 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 5 días hábiles.

Tercero. Con fecha 8 de octubre de 2025, se remitió la propuesta de resolución a la Dirección General de Política Energética y Minas para que aportaran 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 mitigar las variaciones bruscas de tensión. El operador relaciona estas variaciones con cambios bruscos de programa, en particular, de la generación renovable, así como con el tiempo de respuesta de la generación proveedora de control dinámico de tensión.

- **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), evitando la traslación de un volumen de redespachos por restricciones al proceso de resolución en tiempo real y reduciendo así la necesidad de activación de energías de balance.

- **Procedimiento de operación 3.2 *Restricciones técnicas***

Se incorpora la posibilidad de gestionar la programación de generación por falta de reserva a subir en el proceso de resolución restricciones técnicas al PDBF - hoy en día programada en restricciones técnicas en tiempo real-, al objeto de reducir el desequilibrio de energía en tiempo real y con él la necesidad de energía de balance.

Se introduce la obligación para los grupos programados por este motivo de reservar toda su capacidad para ofrecerla en los mercados de balance, es decir, estas instalaciones no podrán reducir su reserva de potencia en los mercados intradiarios, en los periodos de programación en los que hayan sido redespachados y tengan establecida una limitación por seguridad.

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 excluye de la participación en dicha fase 2 a las unidades de venta a través de las interconexiones con Marruecos y Andorra.

- **Procedimiento de operación 7.2 *Regulación secundaria***

Se establece la obligación de seguimiento del programa PTR (rampas preestablecidas) de todas las instalaciones habilitadas para la provisión de regulación secundaria, aunque no tengan participación activa en regulación secundaria mediante la presentación de ofertas de energía, al objeto de minimizar los saltos en escalón.

- **Procedimiento de operación 7.4 Servicio complementario de control de tensión de la red de transporte**

Se especifica que la ausencia de alguna medida en tiempo real invalidará la muestra y se introducen ajustes en el proceso de validación del cumplimiento del servicio de control de tensión en modalidad básica por parte de las instalaciones de producción fuera del ámbito del Real Decreto 413/2014 (apartado 10.2 del PO7.4) y en modalidad de seguimiento de consignas (apartado 10.3 del PO7.4). En concreto, se incrementa al 90% el requisito de muestras en situación de cumplimiento; y en el caso del apartado 10.2, se especifica que dicho valor se calculará sobre la base de las muestras en las que la tensión esté fuera de los rangos y se aumenta el muestreo a 60 valores en cada periodo.

Tercero. Consideraciones

A. Sobre la necesidad de la modificación

De acuerdo con la información facilitada a la CNMC por el operador del sistema, las variaciones rápidas de tensión registradas en estas dos últimas semanas, aun estando siempre las tensiones dentro de los márgenes establecidos, potencialmente pueden desencadenar desconexiones de demanda y/o generación que terminen desestabilizando el sistema eléctrico.

La evolución que ha tenido el sistema en los últimos años ha provocado que ahora comiencen a aparecer estas dinámicas. Esto se produce por distintos factores, los más relevantes son:

- Crecimiento significativo de instalaciones conectadas mediante electrónica de potencia al sistema y elevada concentración en determinados puntos de este. Estas instalaciones pueden modificar su potencia en muy pocos segundos, prácticamente en "escalón".
- La participación activa de estas tecnologías en los diferentes segmentos de mercado hace que se incremente la probabilidad de que se produzcan variaciones de su producción cada vez mayores.
- Estas tecnologías no regulan tensión de manera continua.

- Se observa que una parte de los grupos conectados que cuentan con control continuo de tensión no disponen de la rapidez de respuesta que el sistema precisa ante las dinámicas de variación de los parámetros que se están registrando en los últimos días.
- Al igual que se ha producido un incremento muy fuerte de las instalaciones de gran tamaño conectadas al sistema, se ha producido también un fuerte crecimiento de las instalaciones de pequeña potencia conectadas en tensiones bajas, buena parte de ellas asociadas al autoconsumo. El operador del sistema no tiene observabilidad de estas instalaciones, por lo que no puede anticipar su comportamiento.
- Además, el aumento del autoconsumo en distribución ha provocado que la demanda neta en transporte sea mucho menor cuando hay un elevado recurso solar. Esto hace que se descarguen las redes de transporte, llevando al sistema a un punto de funcionamiento donde variaciones de potencia activa tienen un impacto cada vez mayor en la variabilidad de las variables del sistema, la más importante, la tensión de la red.

Concluye el operador del sistema que la aparición de variaciones rápidas de tensión en los últimos días, en periodos de bajas demandas, alto recurso solar y observancia de una respuesta lenta de la generación que tiene un control continuo de la tensión hace necesario que se tomen medidas con carácter de urgencia.

Teniendo en cuenta la expuesta valoración del operador del sistema y, en particular, su consideración sobre el impacto de las medidas propuestas sobre la seguridad de suministro, esta Comisión considera adecuado proceder con la tramitación de los cambios solicitados en los procedimientos de operación, previo trámite de audiencia público al objeto de recabar la opinión de los sujetos y poder valorar adecuadamente su impacto.

B. Segundo. Sobre la urgencia en la aprobación de las modificaciones propuestas.

El Operador del Sistema solicita a la CNMC la aprobación urgente de las modificaciones de los procedimientos de operación que plantea, ante las circunstancias que están sucediendo en los últimos días en el sistema eléctrico.

En este sentido, solicita, en concreto, la adopción urgente de las modificaciones de que se trata para la mitigación de las variaciones bruscas de tensión que presenta el sistema eléctrico.

En estas circunstancias, ante el riesgo para la seguridad del suministro expuesto por el Operador del Sistema, se hace conveniente una tramitación urgente de estas modificaciones, reduciendo a cinco días el plazo de audiencia e información pública de la propuesta de modificación.

C. Sobre la temporalidad de las medidas propuestas

Las medidas solicitadas podrían tener un impacto significativo sobre los servicios de balance, restricciones y control de tensión así como en las posibilidades de negociación de las instalaciones de producción en todos los mercados. En concreto, el endurecimiento de las condiciones de prestación de los servicios podría resultar en una reducción de la oferta y, con ella, de la competitividad en los mercados, y/o resultar en un incremento del coste soportado por la demanda.

Por tanto, entendiendo la necesidad de tomar estas medidas con carácter inmediato en el contexto actual, se considera que las medidas propuestas deben tener un carácter excepcional y temporal, a esperas de poder llevar a cabo un análisis más profundo de las causas y soluciones para resolver las variaciones de tensión registradas. En este sentido, cabe recordar que en la actualidad, bajo la aplicación del P.O.7.4 aprobado mediante Resolución de 12 de junio de 2025, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se modifican los procedimientos de operación para el desarrollo de un servicio de control de tensión en el sistema eléctrico peninsular español, ya se está llevando a cabo el proceso de habilitación de las instalaciones de generación para que regulen tensión de manera dinámica en respuesta a las consignas del Operador del Sistema lo que contribuirá a mejorar significativamente la seguridad del sistema y en particular, la rápida respuesta de las instalaciones.

En consecuencia, esta Comisión dispone la implementación inmediata de las modificaciones solicitadas por el operador del sistema en los procedimientos de operación 3.1, 3.2, 7.2 y 7.4, pero con carácter temporal. Su aplicación podrá ser prorrogada en caso de constatarse la persistencia de la necesidad y teniendo en consideración el impacto observado sobre los mercados y servicios.

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

III. RESUELVE

Primero. Aprobar la modificación temporal de los procedimientos de operación 3.1, 3.2, 7.2 y 7.4 que se recoge en el Anejo de esta resolución.

Esta modificación surtirá efectos al día siguiente de su publicación en el Boletín Oficial del Estado y será de aplicación durante un periodo de treinta días naturales, prorrogable a petición del operador del sistema por periodos adicionales de como máximo quince días naturales.

Segundo. Red Eléctrica deberá informar diariamente a la CNMC sobre la implementación, seguimiento y efectos de las medidas adoptadas por 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 lo 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.

ANEJO: MODIFICACIÓN PARCIAL DE LOS PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO PO3.1, PO3.2, PO7.2 Y PO7.4

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

El OS realizará sus mejores esfuerzos para publicar 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.~~

Segundo. Se modifica la fila once de 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:

Publicación PDVP por el OS.	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).
-----------------------------	---

Tercero. 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:

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 redespacho 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.

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

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

Sexto. 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:

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 independientemente de la participación del proveedor participe 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.~~ El seguimiento del PTR es obligatorio en todos los periodos de programación.

~~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 periodos 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

Séptimo. Se modifica el primer párrafo del apartado 10 *Validación del cumplimiento de la prestación del servicio* del PO7.4, que queda redactado del siguiente modo:

Se considerará que una muestra es inválida cuando alguna de las medidas en TR necesarias para las validaciones no llegue al OS con carácter válido. La no recepción por parte del OS de alguna de las medidas en TR necesarias se considerará como una muestra inválida.

Octavo. Se modifica el apartado 10.2 *Validación de la prestación básica bajo el ámbito del apartado 6.1.2* del PO7.4, que queda redactado del siguiente modo:

El OS debe realizar una validación con periodicidad horaria de cómputo mensual a mes vencido a los proveedores conectados a la RdT. El OS realizará un muestreo de las telemidas en BC de tensión (U), potencia activa (P) y potencia reactiva (Q) y de la consigna de tensión descrita en el Anexo 1 (U_c).

Para cada hora se establecen los siguientes estados asociados a cada proveedor del servicio:

- Estado S1, al menos el ~~75%~~**90%** de las muestras analizadas en las que la tensión esté fuera de los rangos por defecto especificados en el Anexo 1 cumplen el servicio.
- Estado S2, resto de casos.

Se presentan a continuación los cálculos de incumplimiento y de contadores de penalización para cada muestra. La capacidad reactiva obligatoria ($Q_{obligatoria}$) tienen el mismo sentido absorción / generación que la Q. En el Anexo 2 se especifica la definición y valores por defecto de los parámetros utilizados. Una muestra es válida si se cumplen las siguientes inecuaciones:

Si: $|U_c - U| < \varepsilon_V$ Válida siempre

Si: $(U_c - U) \geq \varepsilon_V$:

Válida si: —

Primera muestra: $Q \geq (Q_{obligatoria} * 0,5) - \varepsilon_Q$

Resto de muestras: $Q \geq Q_{obligatoria} - \varepsilon_Q$

En caso contrario: $Q_{PEN_GEN\ i} = |Q_{obligatoria} - Q|$

Si: $(U_c - U) \leq -\varepsilon_V$:

Válida si: —

Primera muestra: $Q \leq (Q_{obligatoria} * 0,5) + \varepsilon_Q$

Resto de muestras: $Q \leq Q_{obligatoria} + \varepsilon_Q$

En caso contrario: $Q_{PEN_ABS\ i} = |Q_{obligatoria} - Q|$

La información de las penalizaciones será publicada para cada proveedor a través del sistema de información del OS en cada periodo analizado.

Se publicará un valor de penalización de reactiva inductiva ($Q_{PEN_ABS\ p}$) y otro valor de penalización de reactiva capacitiva ($Q_{PEN_GEN\ p}$). Para los proveedores en estado S1, estos valores de penalización serán nulos.

$$Q_{PEN_ABS\ p} = \frac{\sum Q_{PEN_ABS\ i}}{n}$$

$$Q_{PEN_GEN\ p} = \frac{\sum Q_{PEN_GEN\ i}}{n}$$

Siendo:

i: cada muestra no válida

n: número total de muestras de absorción y generación de Q analizadas en la hora en las que la tensión esté fuera de los rangos por defecto especificados en el Anexo 1.

p: el proveedor evaluado.

Noveno. Se modifica el segundo párrafo del apartado 10.3 *Validación de la prestación basada en consignas en tiempo real* del PO7.4, que queda redactado del siguiente modo:

El OS deberá realizar un muestreo de las telemidas de tensión (U), potencia activa (P) y potencia reactiva (Q) y de la consigna en BC o PPS dependiendo de la modalidad de participación.

Para cada hora se establecen los siguientes estados asociados a cada proveedor del servicio:

- Estado S1, al menos el ~~75%~~90% de las muestras analizadas cumplen el servicio.
- Estado S2, resto de casos.

[...]

Décimo. Se modifica la tabla del Anexo 2 *Parámetros y variables considerados en la validación del servicio del PO7.4*, que queda del siguiente modo:

PARAMETROS	DESCRIPCIÓN	VALOR
<u>Muestreo 10.2</u>	<u>Nº muestras analizadas en cada periodo</u>	<u>60</u>
Muestreo <u>10.3</u>	Nº muestras analizadas en cada periodo	12
dB	Banda muerta mod. A	0 kV
K	Ganancia mod. A	30
ϵ_Q	Tolerancia de reactiva	5% Q_{\max} con un valor mínimo de 0,25 Mvar y máximo de 5 Mvar)
ϵ_V	Tolerancia de tensión	2,5 kV