

III. OTRAS DISPOSICIONES

COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA

21198 *Resolución de 20 de octubre de 2025, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, 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.*

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 29 de septiembre de 2025, el operador del sistema puso de manifiesto a la CNMC la observancia en las últimas dos semanas de variaciones de tensión en el sistema eléctrico peninsular español, con origen estimado en los cambios bruscos de programa, tales que pudieran tener impacto en la seguridad del suministro.

Con fecha 30 de septiembre, el operador del sistema remitió a la CNMC un informe sobre las citadas variaciones de tensión, su impacto y un análisis de posibles medidas paliativas de rápida implementación.

Con fecha 2 de octubre, la CNMC remitió al operador del sistema sus consideraciones sobre las medidas propuestas. En esa misma fecha, previa apertura de expediente informativo, la CNMC solicitó información a los titulares de los ciclos combinado sobre sus capacidades de respuesta ante las variaciones bruscas de tensión registradas. Entre el 8 y el 15 de octubre se han recibido las contestaciones a dicha solicitud. En el ámbito del mismo expediente también se requirió al operador del sistema información diaria del seguimiento de incidencias y análisis de las mismas.

Con fecha 1 de octubre, el operador del sistema emitió instrucciones a los centros de control de generación y demanda sobre las rampas que debían seguir las instalaciones renovables, de residuos y cogeneración ante cambios de programación.

Segundo.

Con fecha 7 de octubre de 2025 tuvo 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 importancia de que sean implementados los cambios propuestos con el fin de reducir las variaciones bruscas de tensión.

Tercero.

Con fecha 8 de octubre de 2025 se informó a ERSE, a ACER y a la Comisión Europa, de la solicitud de medidas urgentes por parte del operador del sistema a la CNMC y de su lanzamiento a trámite de audiencia.

Cuarto.

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 cinco días hábiles.

Quinto.

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.

Sexto.

Se han recibido alegaciones de numerosos agentes del sector eléctrico, empresas, consumidores, operadores y asociaciones.

Asimismo, se ha recibido informe de la Dirección General de Política Energética y Minas.

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.

A. 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.

B. 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.

C. 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.

D. 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 previas al trámite de audiencia.*

A. Sobre la justificación aportada por el OS en relación con la modificación solicitada.

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.

Según afirma el operador del sistema, 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 del mercado de energía y de los servicios de ajuste de balance y restricciones, hace que se incremente la probabilidad de que se produzcan variaciones de su producción cada vez mayores. Con mayor intensidad tras la introducción de la negociación cuarto-horaria en los mercados intradiario (marzo 2025) y diario (octubre 2025), que se suma a la mayor exigencia para el sistema que ha supuesto la conexión a las plataformas europeas de balance MARI (diciembre 2024) y PICASSO (junio 2025).

- Estas tecnologías no regulan tensión de manera continua en la actualidad, en tanto se implementa la modalidad de seguimiento de consignas prevista en el PO7.4 aprobado en junio de 2025.

- Se observa que una parte de las instalaciones síncronas conectadas 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 consideró 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. 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 hizo 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 la espera 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 concreto, de acuerdo con la última información proporcionada por el operador del sistema, 161 instalaciones – ciclos combinados, eólicas, fotovoltaicas, biomasas, hidráulicas e híbridas– habrían solicitado la realización de las pruebas de habilitación a la fecha de elaboración de esta resolución.

En consecuencia, esta Comisión dispone la implementación inmediata de las modificaciones que aprueba esta resolución en los procedimientos de operación, 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. A la vista de los comentarios de los sujetos en el trámite de audiencia, que solicitan concreción en el periodo de aplicación, se establece una duración máxima.

Cuarto. *Resultado del trámite de audiencia.*

En este apartado se exponen los principales comentarios recibidos durante el trámite de audiencia, así como su valoración por la CNMC y, en su caso, las acciones adoptadas.

La Dirección General de Política Energética valora positivamente la propuesta y coincide en la urgencia de la adopción de medidas, instando a valorar la factibilidad de la aplicación de las medidas, solicitando la evaluación de las mismas, adoptando prórrogas que pueden ser diferentes para cada medida, información periódica del operador del sistema sobre habilitación de generación para control de tensión y análisis del cumplimiento de los grupos, haciendo público dicho análisis. Finalmente sugiere la implementación definitiva de alguna de las medidas si fuese oportuno.

En general, el sector muestra su preocupación con la adopción de las modificaciones propuestas por el operador del sistema. Los sujetos alegan falta del trámite previo del operador del sistema y, en consecuencia, ausencia de transparencia respecto a las causas concretas que motivan y justifican las medidas que se adoptan; mientras que, por otra parte, resulta evidente en su opinión el impacto negativo sobre el funcionamiento de los mercados, la participación de las instalaciones renovables en los servicios de ajuste, el potencial incremento de los vertidos, el incremento del coste del desvío y el impacto de una u otra de las medidas propuestas sobre todos los sujetos del sector. Abogan los sujetos por un debate amplio y transparente en un contexto en el que puedan plantearse los problemas y buscarse soluciones consensuadas, proporcionales y efectivas.

A. Gestión de la insuficiencia de reserva a subir tras el PDBF.

En relación con el adelanto al horizonte del PDBF de la resolución de restricciones por falta de reserva a subir que actualmente se resuelven en tiempo real, los principales comentarios recibidos de los sujetos pueden sintetizarse como sigue:

- Varios sujetos, entre generadores y comercializadores, si bien no se oponen a la introducción de esta medida, apuntan la importancia de que el incremento en la complejidad de los procesos del OS tras el mercado diario no impacte en el desarrollo del mercado intradiario y, en particular, de la primera subasta intradiaria (IDA1).

- Un sujeto cuestiona la fórmula propuesta en el apartado 8 del PO3.1, por considerar que es demasiado ambigua en cuanto a las circunstancias en las que el OS queda facultado para retrasar la publicación del PDVP.

- Otros sujetos, esencialmente consumidores o comercializadores, muestran su preocupación por el posible incremento en el coste de restricciones. Solicitan, entre otros, transparencia en los datos sobre impacto de las medidas, en concreto, la publicación de un sobrecoste regulado asociado a estas medidas de urgencia y/o la liquidación diferenciada del concepto RSI, que preferentemente debería ser llevado a costes regulados.

- Algunos sujetos proponen medidas adicionales, centradas en incrementar la eficiencia y efectividad del proceso de resolución de restricciones, tales como alterar el orden de mérito de las soluciones teniendo en cuenta criterios de control de tensión, controlar la amplitud de los cambios de programa con limitaciones, aplicar criterios locales y hacer uso de limitaciones zonales en la resolución de restricciones, etc. Asimismo, se sugiera un mayor uso de las activaciones directas de mFRR.

- Por último, algún generador solicita que se elimine la limitación a subir carga prevista para las centrales despachadas por restricciones por reserva. Alegan que esta limitación no es acorde con las exigencias a las instalaciones despachadas por otros motivos, lo que resulta discriminatorio, especialmente porque no se ha establecido un criterio claro para determinar qué instalaciones recibirán una u otra etiqueta. Otro sujeto solicita a este mismo respecto que se aclare en qué mercados de balance está obligado a ofertar el sujeto.

Valoración de la CNMC

Con objeto de precisar mejor el texto, se modifica el apartado 8 del PO3.2 para especificar que las circunstancias en las que el OS queda facultado para retrasar la publicación del PDVP son aquellas en las que esté justificada por criterios de seguridad del suministro.

Respecto al posible incremento del coste de restricciones, conviene aclarar en primer lugar que la traslación de las restricciones por RSI al PDBF no implica necesariamente un incremento del coste de restricciones. En efecto, la RSI ya se resuelve hoy en día en tiempo real y su coste es soportado igualmente por la demanda. Además, la fase de recuadre asociada a las restricciones al PDBF, que no existe en tiempo real, podría incluso resultar en una reducción del coste actual de las restricciones frente a la situación actual. La evolución del coste y la energía de las restricciones, teniendo en cuenta la motivación de cada volumen de energía programada, será pública para los sujetos a través de la información que publica el operador del sistema de forma habitual en su sistema de información y, en particular, en el precio final de la energía.

Por otra parte, la programación de restricciones por RSI con una mayor antelación puede contar con la existencia recursos más económicos que en el tiempo real. No obstante, no se puede descartar que esta anticipación pueda suponer en algún momento un sobredimensionamiento de las necesidades de reserva, así como una cierta escasez de oferta en la fase de recuadre. Para afrontar este riesgo, junto con otros asociados a estas medidas, y poder reaccionar en caso necesario, la resolución contempla que el

operador informe diariamente a la CNMC y al Ministerio del impacto de las medidas transitorias.

En cuanto a la propuesta de hacer un uso más amplio de la resolución de restricciones (orden de mérito, generación de rampas mediante limitaciones, etc.), se considera que la redacción del PO3.2, así como del Real Decreto 413/2014 en lo relativo a la prioridad de despacho, ya facultan al operador del sistema para tener en cuenta los múltiples factores o soluciones que estime necesarios para garantizar la seguridad del suministro. De no ser así, el OS puede proponer la revisión que estime necesaria. Tampoco se observa restricción para que dicho operador haga uso de las activaciones directas de mFRR.

En cuanto a los comentarios relativos a las limitaciones de actuación en los mercados intradiarios, guardando la reserva para el horizonte del balance, hay que recordar en primer lugar que el PO3.2 ya permite al operador del sistema limitar, tanto a subir como a bajar, a todas aquellas instalaciones cuyo cambio de programa en el sentido de la limitación pueda provocar una restricción en el sistema, por lo que el redespacho con una etiqueta distinta de la RSI no es garantía de ausencia de limitación de programa. Por otra parte, el objeto de la limitación es garantizar que la reserva creada con el redespacho aflore en los mercados de balance o, dicho de otro modo, evitar que la reserva creada tras el PDBF pueda desaparecer en los mercados intradiarios, lo que pondría en riesgo el sistema y obligaría a despachar instalaciones adicionales en tiempo real, anulando la utilidad de la medida implementada.

En definitiva, se mantiene esta limitación, pero se vigilará su impacto⁽¹⁾. Respecto a la prelación en la asignación de etiquetas, se hace notar que el proceso de resolución de restricciones es secuencial, y los redespachos por RSI están previstos tras la resolución del resto de restricciones y la imposición de limitaciones, por tanto, afectarán a las instalaciones que ocupen el último lugar en el orden de mérito económico de entre las asignadas.

⁽¹⁾ En relación con el impacto económico y las alegaciones efectuadas al respecto por algunos agentes, véase el Acuerdo de 16 de junio de 2025 sobre la modificación unilateral de contratos de suministro de electricidad por parte de algunos comercializadores (CNS/DE/502/25).

En cuanto a aclaración relativa a los mercados de balance en los que se debe ofertar esa reserva, no se pretende imponer una obligación específica, sino solo evitar que la reserva creada desaparezca antes del horizonte de balance. Por tanto, deberá ofertarse a aquellos servicios en los que la unidad se encuentre habilitada y la oferta sea obligatoria. Por ejemplo, en mFRR, salvo que la reserva ya haya sido asignada en otro servicio de balance (RR o aFRR).

Finalmente, en el caso de que se constate la eficacia de la medida, con el fin de limitar cualquier impacto que pudiera tener en el mercado intradiario, se analizarán diseños alternativos, como, por ejemplo: integrar la fase de recuadre en el mercado intradiario, devolver las restricciones por reserva insuficiente a subir (RSI) al tiempo real incorporando una fase de recuadre o crear un mercado de reserva al margen de la resolución de restricciones. Estas alternativas deben valorarse adecuadamente, por lo que su consideración deberá hacerse fuera del presente trámite de urgencia.

B. Seguimiento del programa PTR por todas las instalaciones habilitadas en regulación secundaria.

En relación con la imposición de seguimiento del programa PTR por todas las instalaciones habilitadas en regulación secundaria, aunque no estén participando mediante la presentación de ofertas de energía, los principales comentarios recibidos de los sujetos pueden sintetizarse como sigue:

– Algunos generadores argumentan que la imposición de seguimiento del PTR tendrá un coste para los proveedores de secundaria y solicitan que antes de tomar la medida se lleve a cabo un estudio del impacto económico sobre los desvíos de los

sujetos y que, en su caso, se prevea una retribución que lo compense. En caso contrario, los sujetos anticipan su salida del servicio de regulación secundaria.

- Los sujetos advierten asimismo que el cumplimiento de la obligación no sería posible de forma inmediata, ya que, de acuerdo con sus manifestaciones, requiere una adaptación técnica y operativa significativa en la configuración de sus sistemas.

- Indican además que en el texto propuesto no queda claro el alcance de la obligación que se pretende establecer, si se limita al cómputo del desvío frente al PTR o se está exigiendo a todas las zonas permanecer permanentemente activas.

- Otros comentarios se refieren a la falta de proporcionalidad en la medida, que tendrá un fuerte impacto sobre los proveedores de aFRR sin constar demostración de que su comportamiento sea el causante de las variabilidades de la tensión; que el seguimiento del PTR por su parte vaya a resolver el problema o que dicho seguimiento del PTR sea necesario en todo momento.

Valoración de la CNMC

La mayoría de los comentarios recibidos en relación con la modificación del PO7.2 plantean dudas sobre su alcance y solicitan aclaraciones. Esto viene a poner de manifiesto la conveniencia de que este tipo de medidas sean debatidas previamente entre el operador que las propone y los sujetos, al menos, con una consulta pública previa. Dicho proceso, si bien coincide esta Comisión en que es preferible, y por ello está así previsto en la Circular 3/2019, no ha sido posible en este caso por la urgencia en la adopción de estas medidas y la excepcionalidad del trámite. Por este motivo, han sido aprobadas con carácter temporal tal y como se indica en el fundamento tercero.C. Se aclara que la modificación del PO7.2 se limita a una exigencia de perfil de rampa en los cambios de programa de producción, no implica un requerimiento de provisión de aFRR con carácter continuo.

En relación con la proporcionalidad de la medida, se ha modificado el texto modificado en el PO7.2 de forma que el requerimiento del seguimiento del PTR pueda ser aplicado de forma más precisa en términos locales y temporales. Es decir, se mantiene el texto original del procedimiento, permitiendo la opción del escalón, pero disponiendo que el OS podrá requerir seguir del PTR en determinados periodos temporales en los que resulte necesario por la seguridad del suministro, quedando liberados en otras circunstancias.

C. Ajustes en el servicio de control de tensión.

En relación con los ajustes propuestos en el PO7.4 que regula el servicio de control de tensión, los principales comentarios recibidos de los sujetos pueden sintetizarse como sigue:

- Varios sujetos generadores, tanto de tecnología síncrona como asíncrona, coinciden en la afirmación de que los criterios propuestos para la medición del cumplimiento del servicio son de difícil o incluso imposible cumplimiento, sobre todo por las centrales síncronas convencionales, porque o bien no disponen de la velocidad de respuesta que presupone la propuesta o bien se requería un proceso de adaptación tecnológica. A este respecto, la mayoría refieren la imposibilidad de cumplimiento solo bajo ciertas condiciones de rápida variabilidad de tensiones. Los sujetos aportan documentación técnica para intentar avalar dicha falta de capacidad, así como informes periciales que la sustentan y analizan el cambio de condiciones que ha experimentado el sistema eléctrico en los últimos años y que ha repercutido en un incremento de la variabilidad de la tensión en la red, lo que a su vez incrementan la exigencia sobre la generación.

Añaden que forzar de algún modo esa respuesta inmediata podría dañar las máquinas e incluso ser contraproducente y provocar inestabilidades y oscilaciones adicionales en el sistema. Por tanto, concluyen que su aplicación no resolvería los

problemas de inestabilidad de tensiones identificados por el operador del sistema, solicitan la retirada de los cambios planteados en el PO7.4 y proponen redacciones y soluciones alternativas de distinta naturaleza, pero coincidentes en que la prioridad es que las instalaciones no síncronas participen siguiendo consignas, aunque sea con unas condiciones transitoriamente menos exigentes que la prevista en el vigente PO7.4.

- Algún generador solicita que junto a la introducción de los criterios de cumplimiento más estrictos propuestos se introduzca un retraso de hasta un año en la aplicación efectiva de penalizaciones a la prestación básica del servicio, en especial, para las nuevas instalaciones, durante el cual el OS proporcione al sujeto información de seguimiento del cumplimiento, de modo que pueda proceder a los ajustes oportunos.

- Otro sujeto solicita que esta resolución adelante el plazo de implementación del servicio de control de tensión regulado en el PO7.4 aprobado por la CNMC mediante resolución de 30 de junio de 2025.

- Un sujeto solicita que en el párrafo del apartado 10 que especifica que la no recepción de alguna medida por el OS se considerará como una muestra inválida, se aclare que será así siempre que el problema sea ajeno al OS.

Valoración de la CNMC

A la vista de estas alegaciones y de los análisis técnicos presentados y, en particular, las manifestaciones de los generadores síncronos respecto a la imposibilidad de cumplimiento de las obligaciones propuestas, así como el riesgo que ello podría suponer para la integridad de las máquinas generadoras o el propio sistema, de acuerdo con sus manifestaciones, esta Comisión considera que la modificación del PO7.4 requiere de un análisis más profundo por parte de todos los actores implicados, por lo que no procede su adopción de forma inmediata, en tanto no hayan sido analizadas convenientemente las evidencias aportadas por los sujetos en el trámite de audiencia y sus implicaciones.

No obstante, con el fin de proporcionar al sistema el mayor volumen posible de recurso de control de tensión en las circunstancias actuales, se requiere al operador del sistema que intensifique las acciones orientadas a lograr un control más efectivo, en coordinación con los sujetos implicados y asegurando el máximo nivel de transparencia.

En particular, se le insta al análisis de opciones que permitan aprovechar las capacidades disponibles en el parque de generación. Por ejemplo, agilizando los procesos de habilitación –con la participación activa de los sujetos– y flexibilizando los requisitos aplicables en la modalidad de seguimiento de consignas con carácter temporal, de forma que faciliten la implementación de este servicio con la mayor celeridad posible.

En estos casos, el operador del sistema dejará constancia de las condiciones técnicas de tiempo de respuesta aplicables a cada instalación a efectos de su consideración temporal en el servicio de control de tensión.

D. Cuestiones adicionales.

Los sujetos plantean otras cuestiones fuera del ámbito de esta consulta y que se tendrán que valorar en el ámbito correspondiente:

- La gran mayoría de documentos recibidos se refiere a las rampas de cambio de programa recientemente requeridas por el operador del sistema a las instalaciones asíncronas bajo el ámbito de la Orden TED/749/2020. Los sujetos solicitan a la CNMC su eliminación o, alternativamente, que se reduzca el grado de exigencia o que su aplicación sea temporal.

- Se solicita el ajuste de los tramos tarifarios de peajes para incentivar el consumo en los periodos solares.

- Se solicita el desarrollo urgente de la normativa técnica que permita el uso de la tecnología de control de inversores (grid forming).

- Se solicita la creación de un mercado de regulación primaria.

Valoración de la CNMC

Las cuestiones planteadas, y en particular la relativa a las rampas de cambio de programa, exceden el ámbito de esta resolución. Las rampas referidas han sido requeridas por el operador del sistema en virtud de la facultad otorgada a dicho operador por la anteriormente citada orden ministerial y no en el ámbito del desarrollo por la CNMC de los servicios de ajuste. No obstante, dado el posible impacto sobre el mercado, la CNMC está supervisando su aplicación y ha solicitado al operador del sistema que implemente la relajación del requerimiento tan pronto como sea posible, siempre que la seguridad del suministro lo permita.

Quinto. Consideración final.

Las medidas temporales que se aprueban en la presente resolución se proyectan únicamente sobre las condiciones técnicas para la prestación de los servicios a los que afectan.

Sin perjuicio de la transitoriedad de las medidas que aprueba esta resolución, en su trámite de audiencia se ha puesto de manifiesto la posibilidad de que las circunstancias actuales de variabilidad de tensiones puedan repetirse en un escenario similar de baja demanda y elevada penetración de renovables. Por ello, se debe empezar a trabajar en unas adaptaciones adicionales, transitorias o definitivas, de determinados aspectos del diseño del mercado y los servicios de ajuste, tales que permitan al sistema eléctrico español afrontar estos episodios sin riesgo.

A tal fin, la CNMC va a lanzar un plan de trabajo con los operadores y sujetos del sector, en el que se analizará, entre otras cuestiones, la implementación del PO7.4 y las propuestas adicionales formuladas por los sujetos. Este foro servirá también para abordar las cuestiones planteadas en el ámbito del expediente informativo citado en el antecedente primero sobre el seguimiento del servicio de control de tensión. Asimismo, se abordarán cuestiones que pudieran requerir una revisión de la Circular de peajes de acceso y conexión y de las Especificaciones de Detalle de Acceso y Conexión de las instalaciones de generación a las redes de transporte y de distribución eléctricas.

Finalmente, la CNMC informará periódicamente a la Dirección General de Política Energética y Minas de la implementación y seguimiento de esta resolución.

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 y 7.2 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. Este plazo podrá ser prorrogado previa la solicitud del operador del sistema, de forma motivada, con una antelación mínima de cinco días, por periodos adicionales de quince días naturales y con una duración total máxima de tres meses. Las prórrogas podrán hacerse para la totalidad de las medidas adoptadas o para parte de ellas.

Segundo.

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

Asimismo, deberá informar a esta Comisión sobre el impacto de la instrucción emitida por ese operador en relación con el seguimiento de rampas por parte de las instalaciones.

Tercero.

Antes del vencimiento del plazo previsto en el apartado primero, o de las prórrogas del mismo, la CNMC podrá suspender la aplicación de cualquiera de las modificaciones aprobadas por esta resolución en caso de que aprecie que tales medidas ya no sean necesarias o considere que su suspensión sea conveniente para preservar el correcto funcionamiento del mercado eléctrico.

Cuarto.

Requerir al operador del sistema que, con el fin de proporcionar al sistema el mayor volumen de recurso de control de tensión en las circunstancias actuales, intensifique las acciones orientadas a lograr un control más efectivo, en coordinación con los sujetos implicados y asegurando el máximo nivel de transparencia.

Asimismo, se le insta al análisis de opciones que permitan aprovechar las capacidades disponibles en el parque de generación de acuerdo con lo señalado en el fundamento de Derecho cuarto, C.

Quinto.

Configurar un plan de actuación con los operadores y las empresas del sector, en relación con las cuestiones señaladas en el fundamento de Derecho quinto de esta resolución.

La presente resolución se notificará a Red Eléctrica de España, SA, 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».

Madrid, 20 de octubre de 2025.—El Secretario del Consejo de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, Miguel Bordiu García-Ovies.

ANEJO

Modificación parcial de los procedimientos de operación del sistema eléctrico PO3.1, PO3.2 y PO7.2

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 publicará el programa PDVP de las unidades de programación localizadas en el sistema eléctrico peninsular español resultante de este proceso no más tarde de las 14:45 horas, o en todo caso, antes de que transcurran 75 minutos tras la publicación del PDBF. En caso de que llevar a cabo la publicación del PDVP en el plazo previsto pudiera, a criterio del OS, comportar un riesgo para la seguridad del suministro, el OS dará prioridad a la completa resolución de restricciones frente a la publicación del PDVP en el plazo indicado.»

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).»
------------------------------	--

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 modifica el apartado 6.5 Solución parcial de las restricciones técnicas del programa diario base de funcionamiento del PO3.2, que queda redactado del siguiente modo:

«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.»

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, en todos los periodos de programación en los que ese proveedor participe en el servicio de regulación secundaria (periodos en los que haya enviado ofertas de energía aFRR junto con los cinco minutos previos y posteriores) el seguimiento del PTR es obligatorio.

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, salvo que el OS requiera el seguimiento temporal del PTR, de acuerdo con lo previsto en el último párrafo. 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.

Cuando resulte necesario para garantizar la seguridad del suministro, el OS podrá requerir a uno o varios proveedores, el seguimiento temporal (en horizonte de horas o días) del PTR también en los periodos de programación en los que no participen en el servicio.»