



**red eléctrica**

Una empresa de Redeia

# Propuesta de modificación de procedimientos de operación para establecer medidas para la estabilización de la tensión (P.O. 3.1, 3.2 y 7.2)

## Informe Justificativo

Dirección General de Operación  
Diciembre 2025

Índice

1 Introducción ..... 1

2 Objeto..... 1

3 Cambios propuestos en los procedimientos de operación ..... 1

    3.1 Justificación de los cambios..... 1

    3.2 Cambios propuestos en el P.O. 3.1 ..... 3

    3.3 Cambios propuestos en el P.O. 3.2 ..... 3

    3.4 Cambios propuestos en el P.O. 7.2 ..... 4

4 Modificaciones incorporadas a la propuesta del OS tras los comentarios recibidos en la fase de consulta pública ..... 4

    4.1 P.O. 3.1 ..... 4

    4.2 P.O. 7.2 ..... 4

5 Anexo: Resumen de la reunión del 2 de diciembre de 2025 ..... 5



## 1 Introducción

Con fecha 21 de octubre de 2025, se publicó en el Boletín Oficial del Estado (BOE) la 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.

Considerando que estos cambios han tenido un impacto positivo en la estabilidad de las tensiones y siguen siendo necesarios para la operación segura del sistema, a la vez que no han tenido un impacto negativo sobre los costes que soporta la demanda ni sobre la ejecución del mercado intradiario, se considera necesario que las modificaciones aprobadas con carácter temporal pasen a integrarse en la normativa en vigor.

Adicionalmente se propone un ajuste en los tiempos de los procesos de programación para ampliar el tiempo disponible para la solución de las restricciones técnicas del PDBF, no contemplado en la Resolución de 20 de octubre de 2025.

## 2 Objeto

La finalidad de este documento es señalar los cambios que se proponen incorporar en los siguientes procedimientos de operación del sistema.

Procedimientos de operación que se proponen adaptar	
P.O. 3.1	Proceso de programación
P.O. 3.2	Restricciones técnicas
P.O. 7.2	Regulación secundaria

La revisión de estos procedimientos de operación se realiza sobre las siguientes versiones:

- El P.O. 3.1 sobre la versión aprobada por la CNMC a través de 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.
- El P.O. 3.2 sobre la versión aprobada por la CNMC a través de Resolución de 6 de marzo de 2025, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se modifican los procedimientos de operación eléctricos para su adaptación a la negociación cuarto-horaria en los mercados diario e intradiario.
- El P.O. 7.2 sobre la versión aprobada por la CNMC a través de Resolución de 25 de abril de 2024, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se modifican las condiciones relativas al balance y los procedimientos de operación para la participación del sistema eléctrico peninsular español en las plataformas europeas de balance Mari y Picasso.

## 3 Cambios propuestos en los procedimientos de operación

### 3.1 Justificación de los cambios

#### Medidas para la estabilización de la tensión.

En los últimos días del mes de septiembre se identificaron tres situaciones de variaciones bruscas de tensión en el SEPE, en concreto:

- El 25/09 a las 13:00 se producen variaciones de 10-15 kV coincidiendo con una variación brusca de producción fotovoltaica (incremento de 1GW en pocos segundos).
- El 26/09 a las 17:00 se identifican nuevamente variaciones de tensión de 10-15 kV en nudos en la zona de Levante y zona Sur coincidiendo con una subida brusca de la producción fotovoltaica.
- El 28/09 se observa una oscilación de tensión de hasta 10 kV en la SE Cañaveral forzada por variaciones anómalas de reactiva en una instalación que evacúa en la SE 400 kV CAÑAVERAL pos. PIZARROSO. La oscilación de tensión se detuvo abriendo la posición donde evacúan tres instalaciones fotovoltaicas.

En los casos analizados, se observa cómo el incremento muy rápido de potencia (en este caso de plantas fotovoltaicas) supone un incremento del flujo de potencia por la red que provoca una disminución de la tensión especialmente visible en los nudos próximos a estas plantas. Además, al seguir estas plantas un factor de potencia inductivo, al subir la potencia activa aumenta la absorción de potencia reactiva por estas plantas, lo que contribuye aún más a la disminución de las tensiones.

A la vista del número de grupos acoplados (**23 grupos térmicos el 25/09 y el 26/09**), se evidencia que estas variaciones de tensión no están asociadas al número de grupos acoplados, ya que pueden producirse incluso en situaciones con un elevado número de grupos. Adicionalmente se observa que sigue habiendo grupos que incumplen la reactiva requerida en el PO 7.4.

Con objeto de evitar desbalances significativos de energía a subir y a bajar en el conjunto del sistema a resolver en el horizonte de tiempo real el operador del sistema propone:

- Garantizar que en el PDVP se publica una solución completa de las restricciones técnicas del PDBF y no se traslada volumen alguno a la gestión de las restricciones técnicas en tiempo real.
- Contemplar la posibilidad de programar en el proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF, los grupos térmicos necesarios para garantizar la disponibilidad de las reservas de potencia a subir en el sistema.
- En previsión de que con estas medidas el volumen programado en fase 2 (reequilibrio generación-demanda) se incremente, se propone excluir de la participación en esta fase las unidades de venta a través de las interconexiones con Marruecos y Andorra.
- Establecer la obligación de seguimiento del programa PTR (rampas preestablecidas) de las instalaciones habilitadas en secundaria al objeto de mitigar las variaciones de tensión en el sistema peninsular, para lo que se requiere que todos los BSP sigan programas linealizados (PTR) también en aquellos periodos de programación en los que no tengan participación activa en regulación secundaria mediante la presentación de ofertas de energía de regulación secundaria.

Cabe destacar que estas medidas, que vienen siendo ya aplicadas con carácter temporal desde el 23 de octubre de 2025 no han provocado impacto negativo alguno en los costes soportados por la demanda o en la ejecución de las subastas del mercado intradiario<sup>1</sup>.

El operador del sistema considera necesario incorporar todas estas medidas en la normativa en vigor. Estas medidas, junto con la implementación progresiva de la participación de las instalaciones renovables en el nuevo servicio de control de tensión, contribuirán a que el sistema esté mejor preparado para hacer frente a periodos de la próxima la primavera.

---

<sup>1</sup> De las 6 incidencias que han afectado a la primera subasta desde el 23 de octubre, tan sólo la correspondiente al 10 de diciembre puede relacionarse con el proceso de solución de restricciones (publicación del PDVP a las 15h). Finalmente, se dio la circunstancia ese día de que se registró otra incidencia a nivel europeo ajena a Red Eléctrica, que, en cualquier caso, hubiese supuesto la cancelación en toda Europa de la primera subasta intradiaria.

### Mejoras en el proceso de solución de restricciones técnicas

Adicionalmente, se proponen cambios en los plazos de tiempo en el envío de información al Operador del Sistema (OS), así como relacionar algunos plazos de tiempo a la publicación de los resultados del mercado diario, con el fin de disponer de un mayor tiempo para la solución de restricciones técnicas del PDBF y cumplir con la hora de publicación del PDVP.

Cabe destacar que estos cambios no se plantearon dentro de las medidas urgentes para la estabilización de la tensión en el sistema eléctrico peninsular español que se aplicaron con efecto inmediato, dado que necesitaban cambios en los sistemas de información del OS.

## 3.2 Cambios propuestos en el P.O. 3.1

El procedimiento de operación 3.1 “Proceso de programación” tiene por objeto establecer el proceso de programación.

La versión sometida a consulta pública incluye la siguiente propuesta de cambio:

- Se propone **reducir 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 (Apartado 6.5 y Anexo I). En línea con el cambio anterior, se propone reducir de 30 a 15 minutos el plazo de tiempo para la publicación del PDBF por el OS (Apartado 6 y Anexo I)
- Se propone modificar los apartados 7.1 y 7.2 y el anexo I para incluir que los desgloses, las potencias hidráulicas y los caudales se enviarán desde la publicación de los resultados del mercado diario hasta 10 minutos tras la publicación del PDBF.

Es importante destacar 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 propone modificar el apartado 8 y el anexo I:
  - Para reducir de 15 a 10 minutos tras la publicación del PDBF el plazo de tiempo para el envío de las ofertas de restricciones técnicas.
  - Para contemplar la publicación del PDVP con la solución completa de las restricciones técnicas del PDBF).

## 3.3 Cambios propuestos en el P.O. 3.2

El procedimiento de operación 3.2 “Restricciones técnicas” tiene por objeto establecer los procesos de solución de restricciones técnicas del PDBF y en tiempo real.

La versión sometida a consulta pública incluye la siguiente propuesta de cambio:

- 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.
- Se elimina el apartado 6.2.1 b) para excluir la participación 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 propone eliminar el apartado 6.5 de tal forma que la solución de las restricciones técnicas del PDBF sea siempre completa.

### 3.4 Cambios propuestos en el P.O. 7.2

El procedimiento de operación 7.2 “Regulación secundaria” tiene por objeto establecer el proceso de regulación secundaria.

La versión sometida a consulta pública incluye la siguiente propuesta de cambio:

- Se propone modificar el Anexo II para incluir la obligación de seguimiento del programa PTR (rampas preestablecidas) de las instalaciones habilitadas en secundaria.

## 4 Modificaciones incorporadas a la propuesta del OS tras los comentarios recibidos en la fase de consulta pública

Del 19 de noviembre al 10 de diciembre de 2025, el OS realizó la consulta pública de la propuesta de modificación de los P.O. 3.1, 3.2 y 7.2 para la estabilización de la tensión y el aumento del plazo de tiempo para la solución de las restricciones técnicas del PDBF.

Adicionalmente, el día 2 de diciembre de 2025, se celebró en las oficinas de Red Eléctrica una reunión presencial con los participantes en el mercado proveedores del servicio de regulación secundaria, OMIE y la CNMC, en la que se debatió sobre las medidas propuestas por el OS y otras posibles medidas complementarias o alternativas propuestas por los participantes en el mercado. En el anexo de este documento se incorpora un resumen del contenido de esa reunión.

De acuerdo con los comentarios recibidos en la consulta pública, se han incorporado las siguientes modificaciones en las propuestas de los POs:

### 4.1 P.O. 3.1

Se proponen incorporar los siguientes cambios sobre la propuesta consultada por el OS:

- Se mantienen en los apartados 8 y en el Anexo I el plazo de tiempo actual de hasta 15 minutos tras la publicación del PDBF para el envío de las ofertas de restricciones técnicas.

Cabe destacar que tanto los participantes que gestionan la energía en el mercado diario como los que ejecutan contratos bilaterales físicos, disponen de la información necesaria para la realización de la oferta de restricciones técnicas, sin tener que esperar a la publicación del PDBF.

En cualquier caso, los participantes en el mercado podrán seguir enviando las ofertas para el proceso de solución de restricciones técnicas desde las 12h00 hasta 15 minutos después de la publicación del PDBF.

De esta forma, la propuesta del OS únicamente recorta el plazo de tiempo disponible para realizar las nominaciones de contratos bilaterales al OS tras el PDBF, dejando un tiempo de 10 minutos para realizar esa nominación.

No se propone, por tanto, disminuir, ni el tiempo destinado a realizar los desgloses de programa, que se mantiene en aproximadamente 25 minutos, ni el de las ofertas de restricciones tras la publicación del PDBF, éste último, a raíz de los comentarios de los participantes en el mercado,

### 4.2 P.O. 7.2

Se proponen incorporar los siguientes cambios sobre la propuesta consultada por el OS:

- Modificación de la redacción del anexo II de forma que quede más claro el alcance de la medida, atendiendo a varios comentarios recibidos en la consulta y en la reunión presencial.

La redacción queda como sigue:

*La energía aFRR reconocida a un proveedor se calcula teniendo en cuenta su PTR. El seguimiento del PTR es obligatorio en todos los periodos de programación, independientemente de la participación del proveedor en el servicio de regulación secundaria.*

*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, también en los periodos en los que el BSP no tenga ofertas válidas de aFRR.*

## 5 Anexo: Resumen de la reunión del 2 de diciembre de 2025

En esta reunión se propusieron las siguientes medidas alternativas y complementarias:

- Como alternativa a la propuesta del OS de **disponer de más tiempo para la solución de las restricciones técnicas del PDBF**, se propusieron las siguientes opciones:

1. Promover modificaciones en horarios europeos a través de los distintos grupos y asociaciones:

- a. Adelanto del cierre del mercado diario a las 11h00.
- b. Retraso de la apertura de la primera sesión intradiaria europea (IDA1) a las 16h00.

*El operador del sistema se muestra favorable a avanzar en estas iniciativas, aunque probablemente no serían de aplicación a corto plazo.*

2. Desligar la solución de las restricciones técnicas del PDBF de la IDA1:

- a. De tal forma que se resuelvan las restricciones técnicas del PDBF estableciendo sólo limitaciones por seguridad (sin redespachos de programa) y:
  - Opción 1: Posponer al tiempo real el establecimiento de las modificaciones de programa, teniendo en cuenta lo gestionado en el mercado intradiario.
  - Opción 2: Ajuste de los programas en el mercado intradiario por parte de los participantes del mercado para cumplir con las limitaciones establecidas en el plazo de tiempo que se establezca (después de la IDA2, por ejemplo).
  - Opción 3: Realizar la fase 1 del proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF antes de la IDA1 y la fase 2 de dicho proceso después de la IDA1.

*En opinión del OS, esta medida, en cualquiera de sus opciones, tiene impacto en la liquidación actual del proceso de solución de restricciones técnicas, basada en la liquidación firme de los redespachos de programa tras el PDBF. Adicionalmente, la opción 1 supondría la movilización de un gran volumen de energía en tiempo real, con el riesgo de variaciones bruscas de tensión.*

- b. Con la resolución de las restricciones técnicas en paralelo con el desarrollo de los mercados intradiarios. Los sujetos recibirían los resultados de la IDA1 y los resultados del proceso de solución de restricciones y dispondrían hasta la IDA2 para hacer sus programas factibles y ajustar ambos resultados respetando las limitaciones por seguridad.

*Esta propuesta tiene un gran impacto en los actuales intercambios de información entre el OS, el OM y otros TSO.*

- c. Alternativamente, se propone la participación de las instalaciones programadas en restricciones técnicas a partir de la IDA2 (no participación en IDA1, ni en el mercado intradiario continuo, hasta la IDA2).

*Esta medida no parece viable, ya que a priori, no se conocen las UP que participarán, ni en fase I, ni en fase II de restricciones técnicas del PDBF.*

3. Adicionalmente, los participantes en el mercado solicitan mantener al menos, e incluso, ampliar el plazo de tiempo para el envío de las ofertas de restricciones técnicas (RR.TT.). En particular hacen hincapié



en la relevancia del tiempo disponible para el envío de desgloses dado el impacto en el desvío del riesgo de una nominación por defecto.

*El operador del sistema toma nota de la relevancia de la criticidad de la reducción del periodo de tiempo para presentar la oferta de restricciones técnicas, en especial, del tiempo disponible tras la publicación del PDBF.*

- Respecto a la propuesta del OS **de programar grupos por RSI en el proceso de solución de restricciones técnicas**, se proponen las siguientes opciones:

1. Permitir el envío de 2 ofertas de restricciones técnicas: una para su programación por seguridad del sistema y otra para su programación por RSI. Alternativamente, mejorar la flexibilidad de las ofertas de restricciones técnicas.
2. Participación de más tecnologías, además de las térmicas, en la programación por RSI.
3. Publicación de los requerimientos de reserva de potencia a subir insuficiente en el sistema (RSI) antes del envío de las ofertas de restricciones técnicas.
4. Implantar un mercado de reserva de regulación terciaria, de tal forma que, una vez esté implementado el mercado de control de tensión, en el proceso de solución de RR.TT. del PDBF se resuelvan sólo las restricciones asociadas al cumplimiento de los criterios de seguridad.

*En opinión del OS, esta mejora debe ser considerada a medio plazo, en el contexto de un desarrollo de mercado de reserva (banda) de mFRR.*

5. Aplicar limitaciones por seguridad de programa máximo a los grupos programados por RSI para garantizar su no participación en el mercado intradiario (MI) por seguridad del sistema, y eliminar dicha limitación una vez no se pueda gestionar su programa en el MI.

*Esta solicitud introduce una complejidad innecesaria en la operación del sistema y traslada una responsabilidad al operador del sistema, que es de los participantes en el mercado, conforme a la propuesta de modificación de los procedimientos de operación.*

- Respecto al seguimiento del PTR cuando no hay oferta de regulación secundaria, los participantes en el mercado proponen:

1. Permitir que las instalaciones puedan fácilmente pasar de ser proveedores del SRS a no serlo, para facilitar el seguimiento del PTR cuando no hayan presentado oferta de regulación secundaria.

*Esta solución no es factible pues supone un cambio de diseño profundo en SRS, suponiendo un cálculo de PTR dinámico cerca del tiempo real. Se ha propuesto durante la reunión, que se pueda cambiar el conjunto de proveedores incluidos en el cálculo durante periodos largos, o bien en periodos cercanos al tiempo real. En ambos casos, supone un cambio de calado en el diseño del sistema. SRS se diseñó para que los BSP gestionaran un porfolio fijo de unidades proveedoras del servicio. La salida de una unidad del BSP implicaría que, para volver a incluirla, sería necesario pasar de nuevo las pruebas de habilitación (PO 3.8).*

2. Los participantes en el mercado proponen que los proveedores de los servicios de balance aFRR y mFRR estén obligados a seguir el PTR y las rampas establecidas en el P.O. 7.3 en las siguientes situaciones:

- a. Cuando hayan sido asignados como proveedores del servicio, y
- b. Cuando haya un cambio significativo de precio en los mercados, que suponga un cambio brusco de programas.

Lo justifican indicando que seguir el PTR cuando no hay oferta supone perder por vertidos.

*En opinión del operador del sistema, se debe extender el uso de la programación en rampa, conforme a lo establecido en el P.O. 7.3 a todos los periodos cuarto-horarios y con independencia de si se está prestando o no el servicio en un determinado periodo.*



*Adicionalmente, el operador del sistema muestra su preocupación de que las instalaciones renovables (eólica y solar) sólo sigan su programa cuando tienen asignados servicios de ajuste y que apantallen los desvíos en el BRP. En opinión del operador del sistema, los programas en tiempo real deben quedar ajustados mediante la participación previa en los mercados intradiarios, conforme a su mejor previsión de recurso primario.*

*Conforme a esta operativa, en los periodos en los que las instalaciones pasan a prestar servicios de balance pueden darse situaciones de saltos de programa no esperados, al realizarse un ajuste al programa, adicional a la asignación en balance. Esta situación también puede producir distorsiones en las necesidades de balance estimadas por el operador del sistema y también afectar a las limitaciones y redespachos establecidos por seguridad.*

3. Se menciona la problemática de que las empresas de predicción de recurso hacen predicciones en escalón para programas de 15 minutos y por eso prefieren optar por el seguimiento de escalones y no seguir la rampa del PTR.

*Se insiste en la cercanía al tiempo real de la negociación en el mercado intradiario y, en su caso, de la posibilidad de las UP de comunicar desvíos para ajustar el PTR hasta 10 minutos antes de tiempo real<sup>2</sup>.*

*Adicionalmente, el operador del sistema anima a buscar sinergias combinando tecnologías como proveedoras de aFRR para la mejor provisión del servicio de balance y ampliar el número de periodos en los que puede proveer el servicio.*

4. Por otro lado, los participantes en el mercado comentan las dificultades para cumplir con la limitación de 15 minutos a las rampas de subida y bajada de producción (Orden TED/749/2020), así como los efectos económicos que implica y la limitación a la participación en servicios de balance.

*El operador del sistema indica que desde la puesta en marcha de este requisito se ha observado una reducción de las variaciones rápidas de tensión provocadas por cambios de potencia en escalón, como los que se venían produciendo hasta la implementación de esta limitación, por lo que no se prevé su modificación próximamente. Asimismo, se aclara que resulta de aplicación a instalaciones eólica y fotovoltaicas conectadas a la red de transporte mayores de 5 MW a las que aplique la Orden TED/749/2020.*

*Adicionalmente se recuerda que la Orden TED/749/2020 ya establecía esta capacidad y lo que se ha implementado en este momento es el uso de la misma, pero que no se trata de un requisito normativo nuevo.*

---

<sup>2</sup> Se aclara que estos desvíos comunicados no modifican el programa a efectos del cálculo del desvío del BRP.

**red eléctrica**  
Una empresa de Redeia