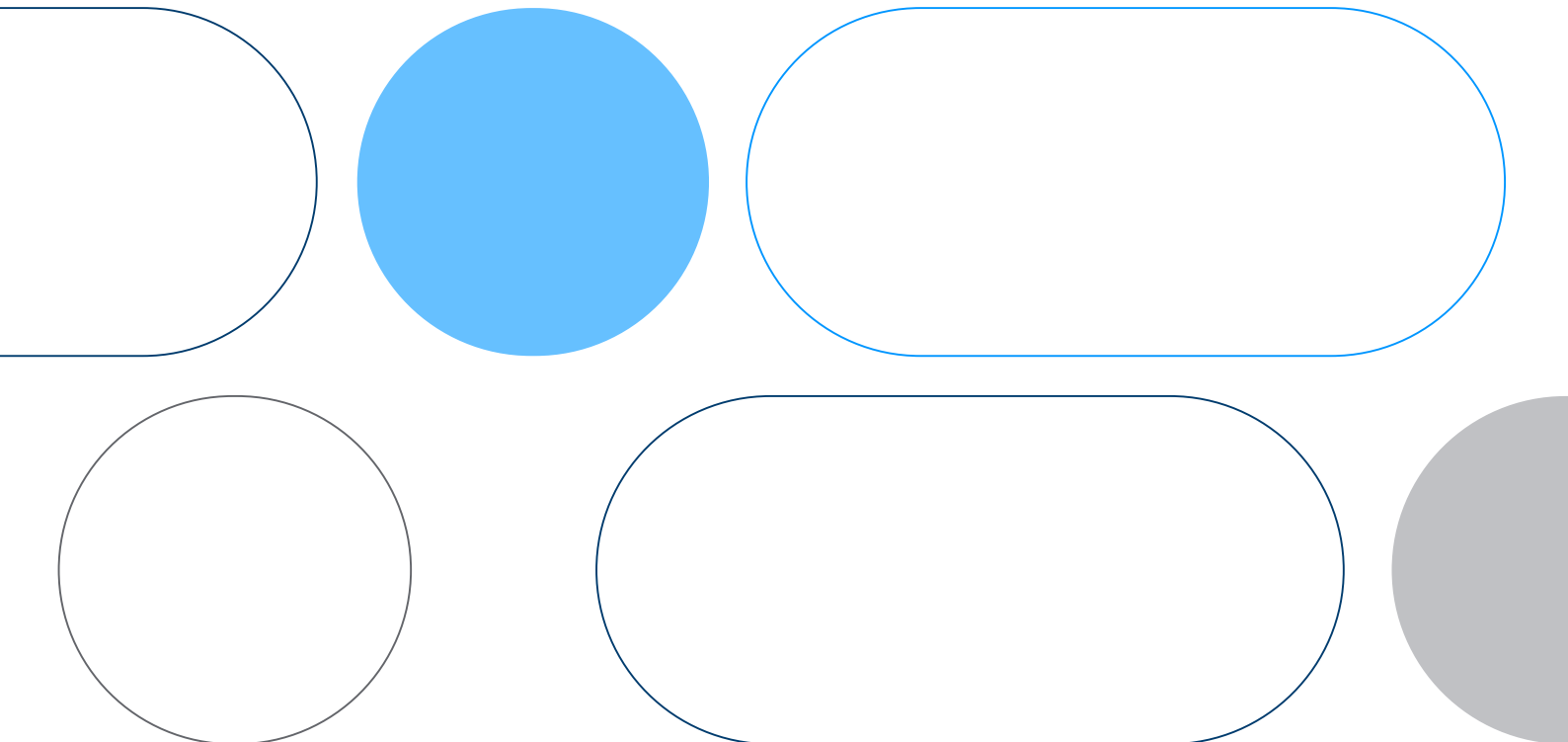


Documento justificativo de la propuesta de modificación de los PP.OO. 1.1, 1.4, 8.2, 11.1, SENP 1 y 8.2, y de la propuesta de nuevo P.O. 1.7

Respuesta a los mandatos al operador del
sistema de los apartados a), b) y c) del
Artículo 4.1 del RD 997/2025.

Dirección General de Operación

Julio de 2026



Contenido

1	Objeto	3
2	Contexto y resultados de la consulta pública	3
3	Modificación de procedimientos de operación	5
3.1	P.O. 1.1: Criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del sistema eléctrico	5
3.2	P.O. 1.4: Condiciones de entrega de la energía en los puntos frontera de la red gestionada por el operador del sistema	7
3.3	P.O. 8.2: Operación del sistema de producción y transporte	8
3.4	P.O. 11.1: Criterios generales de protección del Sistema Eléctrico Español y criterios de coordinación de ajustes de los sistemas de protección	11
3.5	P.O. SENP 1: Funcionamiento de los sistemas eléctricos no peninsulares	13
3.6	P.O. SENP 8.2: Criterios de Operación	15
4	Propuesta de nuevo P.O. 1.7: Limitación de las rampas máximas de variación de potencia activa	16

1 Objeto

El presente documento tiene por objeto fundamentar la propuesta de revisión y modificación de los Procedimientos de Operación 1.1, 1.4, 8.2, 11.1 y SENP 1 y 8.2, así como la propuesta de un nuevo Procedimiento de Operación 1.7, elaborada por el Operador del Sistema en cumplimiento de los mandatos establecidos en los apartados a), b) y c) del artículo 4.1 del Real Decreto 997/2025, de 5 de noviembre, por el que se aprueban medidas urgentes para el refuerzo del sistema eléctrico:

“Artículo 4. Mandatos al operador del sistema en relación con la crisis de electricidad del 28 de abril.

1. El operador del sistema presentará a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico los resultados de un proceso de análisis y revisión, que podrán incluir una propuesta de modificaciones normativas, de los siguientes aspectos de la operación del sistema:

a) En un plazo no superior a tres meses desde la entrada en vigor de este real decreto, se analizará la instalación y correcta configuración de sistemas de estabilización Power System Stabilizer o estabilizador del sistema de potencia y Power Oscillation Damping o uso de controles para el amortiguamiento de oscilaciones de potencia (en generación síncrona y asíncrona respectivamente) para reforzar la robustez y amortiguamiento del sistema frente a oscilaciones.

b) En un plazo no superior a tres meses desde la entrada en vigor de este real decreto, se analizará una nueva regulación de respuesta a la velocidad de variación de la tensión, que vaya más allá del establecimiento de valores estáticos de tensión de operación máximos y mínimos.

c) En un plazo no superior a tres meses desde la entrada en vigor de este real decreto, se analizarán los requisitos de inyección de potencia en la red por parte de las instalaciones de producción, incluyendo aspectos como la estabilidad en la inyección de potencia activa.

[...]

2 Contexto y resultados de la consulta pública

En atención a los mandatos establecidos en los apartados del Real Decreto 997/2025 previamente citados y dentro del plazo de tres meses otorgado para su cumplimiento, el Operador del Sistema remitió en febrero de 2026 al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico y a la CNMC un conjunto de análisis y propuestas de modificaciones normativas relativas a:

Documento justificativo de la propuesta de modificación de los PP.OO. 1.1, 1.4, 8.2, 11.1, SENP 1 y 8.2, y de la propuesta de nuevo P.O. 1.7

- La instalación y correcta configuración de sistemas de estabilización PSS y POD para el amortiguamiento de oscilaciones de potencia.
- El establecimiento de una nueva regulación de la respuesta ante la velocidad de variación de la tensión.
- Los requisitos aplicables a la inyección de potencia en la red por parte de las instalaciones de producción.

A partir de dichos análisis, el Operador del Sistema elaboró las propuestas de modificación de los Procedimientos de Operación 1.1, 1.4, 8.2, 11.1, SENP 1 y SENP 8.2, así como una propuesta de nuevo Procedimiento de Operación 1.7, cuya aprobación corresponde al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

Con carácter previo a su remisión para aprobación, dichas propuestas fueron sometidas a consulta pública entre el 24 de abril de 2026 y el 25 de mayo de 2026. Durante dicho periodo se recibieron un total de 327 comentarios, remitidos por 22 agentes. La distribución de los comentarios recibidos fue la siguiente:

- [Procedimiento de Operación 1.1](#): 43 comentarios.
- [Procedimiento de Operación 1.4](#): 42 comentarios.
- [Procedimiento de Operación 1.7](#): 98 comentarios.
- [Procedimiento de Operación 8.2](#): 49 comentarios.
- [Procedimiento de Operación SENP 1](#): 9 comentarios.
- [Procedimiento de Operación SENP 8.2](#): 35 comentarios.
- [Procedimiento de Operación 11.1](#): 20 comentarios.
- [Documento de criterios de ajuste de funciones de tensión en redes de evacuación peninsulares](#): 31 comentarios.

Todas las observaciones recibidas fueron analizadas desde las perspectivas técnica, operativa y regulatoria. Como resultado de dicho análisis, se incorporaron a los textos aquellas modificaciones consideradas adecuadas para mejorar su claridad, consistencia y aplicabilidad. El resto de las observaciones fueron igualmente valoradas, si bien no se consideró procedente su incorporación.

En el marco de la respuesta a los mandatos establecidos en el artículo 4.1 del Real Decreto 997/2025, el Operador del Sistema puso igualmente de manifiesto la necesidad de acometer modificaciones en el Procedimiento de Operación 12.2. No obstante, dichas modificaciones no forman parte de la presente propuesta, al considerar que las materias a las que se refieren quedan cubiertas por el *Proyecto de Real Decreto por el que se establecen requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento y seguridad de las instalaciones que se conecten a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica*, sometido a trámite de Audiencia e Información

[Documento justificativo de la propuesta de modificación de los PP.OO. 1.1, 1.4, 8.2, 11.1, SENP 1 y 8.2, y de la propuesta de nuevo P.O. 1.7](#)

Pública por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico entre el 24 de febrero de 2026 y el 16 de marzo de 2026.

Los restantes Procedimientos de Operación afectados por los análisis derivados de los mandatos establecidos en los apartados a), b) y c) del artículo 4.1 del Real Decreto 997/2025 cuya competencia corresponda a la CNMC, así como aquellos que puedan derivarse de análisis futuros asociados al resto de mandatos previstos en dicho artículo, serán objeto de tramitaciones independientes.

3 Modificación de procedimientos de operación

3.1 P.O. 1.1: Criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del sistema eléctrico

Los cambios realizados sobre el P.O. 1.1 responden a los análisis realizados en respuesta a los mandatos b) y c) del RD 997/2025.

Cambios sometidos a consulta pública y mantenidos en la propuesta

Los siguientes cambios sobre el P.O. 1.1 fueron sometidos a consulta pública y se mantienen en la propuesta final:

- En el apartado 2, se amplía el ámbito de aplicación de los criterios de seguridad, de manera que estos resulten también aplicables a las instalaciones de generación asociada a autoconsumo, demanda y almacenamiento.
- En el apartado 4.1, se incorpora la velocidad de variación de la tensión en los nudos de la red como nuevo parámetro de supervisión del estado del sistema eléctrico. Dichos requisitos establecen como variable de control la desviación típica de las variaciones de tensión, calculadas cada 15 segundos en cada nudo del conjunto representativo y evaluadas a lo largo de cada día. Esta variable, normalizada respecto a los valores de tensión nominal de cada nudo, deberá cumplir los umbrales máximos establecidos tanto en estado normal como en situaciones de contingencia.
- Se incorpora en el apartado 4.4, con carácter de medida extraordinaria y a criterio del Operador del Sistema, la posibilidad de solicitar la desconexión de aquellas instalaciones cuyo comportamiento pueda comprometer la seguridad del sistema eléctrico. Entre dichos comportamientos se incluyen, a modo de ejemplo, la inyección de potencia reactiva que pueda comprometer de forma significativa el cumplimiento de los umbrales de tensión en nudos de la red de transporte, así como la introducción en el sistema de oscilaciones de cualquier naturaleza.

Principales modificaciones introducidas tras consulta

Como resultado del proceso de consulta pública, se han incorporado, entre otras, las siguientes modificaciones a la propuesta inicial del P.O. 1.1:

- Se trasladan al P.O. 1.1 los requisitos y detalles asociados al control de la variación de la tensión en los nudos de la red de transporte, inicialmente incluidos en la propuesta del P.O. 1.4, al considerarse que constituyen parámetros de supervisión de la seguridad del sistema cuya gestión corresponde al Operador del Sistema. Asimismo, se precisa la metodología de evaluación basada en la desviación típica de las variaciones de tensión, y se adapta la redacción para referirse a los umbrales de este parámetro como umbrales de referencia.
- Se precisa el alcance de la medida extraordinaria relativa a la solicitud de desconexión de instalaciones por parte del Operador del Sistema por inyección de potencia reactiva eliminándose el ejemplo de la redacción del P.O. 1.1, ya que se encuentra recogido en el P.O. 1.4. En cualquier caso, se debe tener en cuenta que las posibles desconexiones por inyección de potencia reactiva podrán aplicarse cuando dicha inyección comprometa de forma significativa el cumplimiento de los niveles de tensión admisibles en los nudos de la red de transporte, o pueda dar lugar a una situación de riesgo para la seguridad de la operación del sistema eléctrico. No se debe interpretar como aplicable de forma genérica a cualquier intercambio de potencia reactiva con la red.
- Se incorpora, en línea con lo establecido en el P.O. 1.4, la posibilidad de que el OS proceda a la apertura de la posición de conexión de una instalación cuando ésta comprometa la seguridad del sistema eléctrico y no haya atendido a una solicitud previa de desconexión cursada por el propio OS para eliminar dicha situación de riesgo.
- Se revisa la tabla resumen de criterios de seguridad frente a contingencias, con el fin de alinearla con el contenido completo del procedimiento e incorporar de forma más fiel los criterios y consideraciones establecidos en el apartado 4.3.2.

Consideraciones sobre los comentarios recibidos durante la consulta pública

Como resultado del análisis de las observaciones recibidas, se considera oportuno aclarar que la medida extraordinaria de desconexión constituye una actuación orientada a preservar la seguridad del sistema eléctrico y que, por la naturaleza de las situaciones que pueden requerir su aplicación, no resulta posible establecer una relación exhaustiva de supuestos. En todo caso, la adopción de esta medida no responde a criterios discrecionales y podrá resultar de aplicación a cualquier instalación cuyo comportamiento genere un riesgo potencial relevante para la seguridad del sistema eléctrico.

Asimismo, se aclara que los umbrales de referencia de variabilidad de tensión se han determinado a partir del análisis histórico de un conjunto representativo de nudos de la red del Sistema Peninsular. Adicionalmente, desde el otoño de 2025 el Operador del Sistema realiza un

seguimiento diario de los niveles de tensión y de su variabilidad en dichos nudos, lo que ha permitido contrastar la adecuación de los valores propuestos.

3.2 P.O. 1.4: Condiciones de entrega de la energía en los puntos frontera de la red gestionada por el operador del sistema

Los cambios realizados sobre el P.O. 1.4 responden también a los análisis realizados en respuesta a los mandatos b) y c) del RD 997/2025.

Cambios sometidos a consulta pública y mantenidos en la propuesta

Los siguientes cambios sobre el P.O. 1.4 fueron sometidos a consulta pública y se mantienen en la propuesta final:

- Se incorpora un nuevo apartado 3.6, *Inyección de potencia en la red*, para incluir, entre las condiciones técnicas de entrega de la energía, aquéllas relativas al cumplimiento de los requisitos de calidad de onda y a la no introducción de oscilaciones adversas que puedan afectar a la red de transporte.
- Se incorpora un nuevo apartado 4, *Medidas a tomar por el Operador del Sistema*, que habilita al OS para requerir a las instalaciones la reducción de su intercambio de energía con la red o su desconexión cuando se produzcan incumplimientos de las condiciones técnicas de entrega que puedan comprometer la seguridad de la operación del sistema eléctrico. Asimismo, se prevé que, cuando la desconexión requerida no se haga efectiva en el plazo máximo de un minuto, el OS pueda adoptar directamente las actuaciones necesarias para hacerla efectiva.

Principales modificaciones introducidas tras la consulta

Como resultado del proceso de consulta pública, se han incorporado las siguientes modificaciones a la propuesta inicial del P.O. 1.4:

- Se modifica el título del procedimiento, eliminando la referencia a la «red gestionada por el Operador del Sistema» y sustituyéndola por «red de transporte», con el fin de alinear la terminología empleada con el ámbito de aplicación del procedimiento.
- Se revisa el ámbito de aplicación, aclarando que el procedimiento resulta de aplicación a todas las instalaciones con punto frontera con la red de transporte, incluidas las instalaciones conectadas a la red de transporte cuyas barras de central estén a un nivel de tensión inferior a 220 kV. Esta modificación tiene por objeto asegurar la inclusión de determinadas configuraciones de conexión, como las existentes en redes mancomunadas.
- Se eliminan del procedimiento las especificaciones de detalle asociadas al parámetro de supervisión relativo a la variación de la tensión en los nudos de la red de transporte, trasladándose su regulación al P.O. 1.1. Respecto a esta variable, se mantiene la alusión a que,

en caso de superarse los umbrales de referencia debido a comportamientos anómalos de instalaciones con afectación al nudo en que se produzcan, el OS comunicará la situación a sus titulares, siendo estos responsables de implantar y mantener las medidas correctoras necesarias para mitigarla.

- Se revisa el apartado relativo a la inyección de potencia en la red para precisar la responsabilidad de los titulares en la identificación y corrección de incumplimientos de los requisitos de calidad de onda y de comportamientos que generen oscilaciones adversas con afección sobre la red de transporte, sustituyendo la referencia a la «no inyección de oscilaciones adversas».
- Se modifica el apartado 4, relativo a las medidas que puede adoptar el Operador del Sistema, con el fin de clarificar que las condiciones técnicas de entrega de la energía establecidas en el procedimiento son aplicables únicamente en los puntos frontera con la red de transporte. En consecuencia, los requisitos relativos a la inyección de potencia previstos en el Procedimiento de Operación 1.4 no resultan de aplicación a las instalaciones conectadas a las redes de distribución, sino a los puntos frontera entre las redes de transporte y distribución. Asimismo, se explicita que, cuando el incumplimiento de dichas condiciones en un punto frontera entre ambas redes tenga su origen en instalaciones conectadas a la red de distribución, corresponderá al gestor de dicha red adoptar las medidas necesarias para restablecer el cumplimiento de las condiciones técnicas de entrega de la energía en el correspondiente punto frontera.

Consideraciones sobre los comentarios recibidos durante la consulta pública

Como resultado del análisis de las observaciones recibidas, se considera oportuno aclarar que la experiencia operativa ha puesto de manifiesto que determinadas situaciones que comprometen la seguridad de la operación del sistema eléctrico, especialmente las asociadas a fenómenos oscilatorios, no siempre pueden resolverse mediante una reducción de la potencia activa hasta cero. En estos casos, resulta necesaria la desconexión efectiva de la instalación para eliminar las condiciones que originan el riesgo para el sistema. Por ello, esta medida no puede considerarse sustituible por una orden de parada.

3.3 P.O. 8.2: Operación del sistema de producción y transporte

Para garantizar la correcta ejecución de la medida consistente en la emisión de instrucciones por parte del Operador del Sistema para la desconexión de instalaciones cuyo funcionamiento suponga un riesgo para la seguridad del sistema eléctrico, resulta necesario que los centros de control de generación y de demanda dispongan de la capacidad técnica y operativa para emitir y ejecutar dichas órdenes.

En consecuencia, se considera necesario revisar el procedimiento que establece los requisitos generales aplicables a los centros de control que intercambian información en tiempo real con el

Operador del Sistema (PO 8.2), con el fin de asegurar la adecuada implantación de estas funcionalidades y la ejecución efectiva de las instrucciones emitidas en este tipo de situaciones.

El Operador del Sistema está trabajando en un nuevo procedimiento de operación específico de centros de control, destinado a regular de forma integral los requisitos que deben cumplir para el ejercicio de las funciones que requieren coordinación con el Operador del Sistema. La aprobación de este nuevo procedimiento supondrá la derogación o sustitución del P.O. 8.2. Asimismo, aquellos aspectos actualmente regulados en dicho procedimiento que no resulten propios del ámbito de los centros de control serán reubicados en los procedimientos de operación que correspondan en función de la materia regulada.

A pesar de lo anterior, resulta necesario introducir ya determinadas modificaciones en el P.O. 8.2 para posibilitar la aplicación efectiva de las medidas contempladas en los PPOO 1.1 y 1.4 derivadas del RD 997/2025.

Cambios sometidos a consulta pública y mantenidos en la propuesta

Los siguientes cambios sobre el P.O. 8.2 fueron sometidos a consulta pública y se mantienen en la propuesta final:

- Se actualiza el ámbito de aplicación establecido en el apartado 3, con el fin de alinearlos con las obligaciones previstas en la normativa en materia de intercambio de información en tiempo real con el Operador del Sistema. A tal efecto, se establece que dicho intercambio de información en tiempo real deberá realizarse, en todos los casos, a través de un centro de control de generación y demanda (CCGD).
- En el apartado 4, se introduce la diferenciación entre el CCGD y el centro de control del gestor de la red de distribución (CC GRD), dado que las responsabilidades y obligaciones asociadas a cada uno de ellos son diferentes, en base a las funciones que desempeñan.

Adicionalmente, se establece el requisito de que los CCGD dispongan de capacidad técnica para ejecutar órdenes de telemando de apertura de interruptor emitidas por el Operador del Sistema en un tiempo inferior a un minuto, con el fin de posibilitar la aplicación efectiva de las medidas contempladas en los PPOO 1.1 y 1.4. La propuesta sometida a consulta contemplaba un período transitorio de adaptación para aquellos CCGD que no dispusieran de esta capacidad para todas las instalaciones bajo su gestión.

- Asimismo, en el apartado 5 se alinean los requisitos de intercambio de información en tiempo real con lo establecido en el P.O. 9.2 y en la Especificación Técnica de los enlaces entre centros de control para el intercambio de información en tiempo real con el OS.
- Se clarifican diversos requisitos técnicos ya exigibles a los CCGD y a los CC GRD, relativos a las comunicaciones con el Operador del Sistema, los enlaces de intercambio de información en tiempo real, los medios de comunicación verbal, la ubicación física de los centros de control y los requisitos de exclusividad aplicables a su operación.

- Se elimina el apartado 6, dado que la actuación del OS para la realización de maniobras queda fuera del alcance del P.O. 8.2. Los aspectos relacionados con la coordinación de maniobras se establecen en el P.O. 1.3. Los requisitos técnicos para la habilitación de un centro de control en la función de coordinación de maniobras en instalaciones frontera se establecerán en el futuro P.O. de centros de control.
- Se actualizan las referencias normativas, corrigiendo los títulos de algunos PP.OO y eliminando las referencias a aquéllos que han sido derogados.

Principales modificaciones introducidas tras la consulta

Como resultado del proceso de consulta pública, se han incorporado las siguientes modificaciones a la propuesta inicial del P.O. 8.2:

- Se modifica el título del procedimiento, que pasa a denominarse “Operación del sistema eléctrico y gestión de la red de transporte”. Esta modificación tiene por objeto adecuar la denominación del procedimiento a su contenido y ámbito de aplicación.
- Se precisa que la obligación de no compartir el sistema de control, el personal del turno cerrado de operación y las comunicaciones con el Operador del Sistema entre distintos centros de control no resultará de aplicación a las infraestructuras de comunicaciones compartidas entre centros de control que desarrollen una misma actividad dentro de un mismo grupo empresarial.
- Se revisan los requisitos relativos a los sistemas alternativos de emergencia para las comunicaciones verbales con el Operador del Sistema, de forma que su disponibilidad continua se exija únicamente a aquellos centros de control que participen en las labores de reposición del sistema conforme a los Planes de Reposición del Servicio.
- Se amplía el plazo previsto para la adaptación de los CCGD al requisito de ejecución de órdenes de telemando de apertura de interruptor, pasando del plazo inicialmente previsto de entre dos y tres meses a un plazo comprendido entre seis y doce meses. El plazo concreto queda pendiente de determinación en la resolución por la que se aprueben los PP.OO. objeto de esta revisión.

Consideraciones sobre los comentarios recibidos durante la consulta pública

Como resultado del análisis de los comentarios recibidos durante la consulta pública, se considera oportuno realizar las siguientes aclaraciones:

- Respecto al mecanismo de ejecución de las órdenes de desconexión, se mantiene un enfoque tecnológicamente neutro. El procedimiento no impone una solución técnica específica, permitiéndose cualquier alternativa que garantice la ejecución efectiva de la instrucción de desconexión de la instalación. Con carácter general, el Operador del Sistema prevé transmitir estas órdenes mediante comunicación telefónica, sin perjuicio de que puedan valorarse otras soluciones, como el uso de señales a través de los enlaces ICCP.

- Se considera necesario mantener el requisito de actuación de desconexión en un tiempo inferior a un minuto, dado que se trata de una medida prevista para situaciones que comprometen la seguridad de operación del sistema eléctrico, derivadas de un incumplimiento por parte de las instalaciones de las condiciones de entrega de la energía establecidas, y que requieren una actuación inmediata.

3.4 P.O. 11.1: Criterios generales de protección del Sistema Eléctrico Español y criterios de coordinación de ajustes de los sistemas de protección

Los cambios realizados sobre el P.O. 11.1 responden a la necesidad de establecer los criterios de ajuste de funciones de protección que no requieren coordinación. En particular, se describen los criterios de ajuste de las funciones de sobretensión de las redes de evacuación de generación o de las plantas de generación conectadas a dichas redes, con el fin de asegurar que estas instalaciones permanezcan conectadas y sin daño para aquellos valores de tensión en el punto de conexión con la red de transporte para los que así lo exige la normativa aplicable.

Se adjunta junto con la propuesta de modificación del P.O. 11.1 el documento “Criterios de ajuste de funciones de tensión en redes de evacuación peninsulares”.

Cambios sometidos a consulta pública y mantenidos en la propuesta

Los siguientes cambios sobre el P.O. 11.1 fueron sometidos a consulta pública y se mantienen en la propuesta final:

- Se modifica el título y el objeto del P.O. 11.1 para incorporar el contenido relativo a los criterios de coordinación de ajustes de los sistemas de protección.
- Se modifica el título de los apartados 6, 6.1 y 6.2 para distinguir entre los criterios de ajuste y coordinación de las protecciones, particularizando los criterios de protecciones que actúan ante cortocircuitos y los criterios de otras funciones de protección.
- Se atribuye al Operador del Sistema la definición de los criterios de ajuste aplicables a las funciones de protección que no requieren coordinación con otras funciones de protección.
- Se incorpora un nuevo apartado 6.3, «Criterios de ajuste de otras funciones de protección», en el que se establece que el OS definirá los criterios de ajuste aplicables a aquellas funciones de protección que no requieran coordinación con otras funciones de protección, tanto en la red de transporte como en la red no transporte definida en el ámbito de aplicación, siempre que dichas funciones tengan incidencia sobre el conjunto del sistema eléctrico, con el propósito de homogeneizar los criterios mencionados y asegurar un comportamiento uniforme y coherente del sistema eléctrico en su totalidad.

Principales modificaciones introducidas tras la consulta

Documento justificativo de la propuesta de modificación de los PP.OO. 1.1, 1.4, 8.2, 11.1, SENP 1 y 8.2, y de la propuesta de nuevo P.O. 1.7

Como resultado del proceso de consulta pública, se han incorporado, entre otras, las siguientes modificaciones a la propuesta inicial del P.O. 11.1:

- En el apartado 2, se amplía el ámbito de aplicación, exclusivamente a los efectos de lo dispuesto en el apartado 6.3, a las instalaciones de generación, almacenamiento y consumo, junto con sus redes de conexión, cuyo punto de conexión se encuentre ubicado en la red de transporte, con independencia de su tiempo crítico.
- En el apartado 4, se revisa la redacción relativa a las instalaciones existentes o puestas en servicio dentro de los doce meses siguientes a la aprobación del P.O. 11.1, con el fin de garantizar que los plazos de adaptación a los Criterios Generales de Protección continúen computándose desde la aprobación original del procedimiento en abril de 2026, sin que la presente revisión normativa implique su reinicio o ampliación.

Asimismo, como resultado del proceso de consulta pública, se han incorporado, entre otras, las siguientes modificaciones a la propuesta inicial del documento “Criterios de ajuste de funciones de tensión en redes de evacuación peninsulares”:

- Se incluye expresamente en el ámbito del documento a los módulos de generación y de almacenamiento, incorporándose asimismo la definición de «red de evacuación».
- Se revisa la redacción de distintos apartados para precisar que el documento resulta de aplicación únicamente a las redes de conexión, MGE y módulos de almacenamiento cuyo punto de conexión se encuentre en la red de transporte.
- El anterior apartado 3 se reestructura en dos apartados diferenciados, «3. Acciones propuestas» y «4. Criterios de ajuste», con el fin de mejorar la claridad del documento.
- Se establecen plazos para la implantación de las fases 1 y 2. Asimismo, se permite la implantación directa de los criterios correspondientes a la fase 2, sin necesidad de implementar previamente la fase 1, siempre que se respeten los plazos establecidos.
- Se reduce de 100 ms a 50 ms el temporizado mínimo de actuación ante sobretensiones superiores a 1,4 p.u.
- Se precisa expresamente que los criterios de subtensión resultan de aplicación únicamente a los elementos de las redes de evacuación.

Consideraciones sobre los comentarios recibidos durante la consulta pública

Como resultado del análisis de los comentarios recibidos durante la consulta pública, se considera oportuno realizar las siguientes aclaraciones:

- La presente propuesta no persigue la modificación de los umbrales establecidos en la normativa vigente, sino la definición de criterios comunes que aseguren su correcta aplicación. Los valores de tensión a soportar se encuentran alineados con lo dispuesto en el P.O. 1.4, en el Reglamento (UE) 2017/1485, así como con los códigos de red RfG y DCC y la Orden TED/749/2020.

Documento justificativo de la propuesta de modificación de los PP.OO. 1.1, 1.4, 8.2, 11.1, SENP 1 y 8.2, y de la propuesta de nuevo P.O. 1.7

- Los límites regulatoriamente definidos deben verificarse en el punto de conexión, tal y como se establece en la normativa vigente, y no en elementos internos de la red de evacuación. Prescindir de este aspecto podría dar lugar a ajustes que no garantizaran de forma efectiva el cumplimiento de las obligaciones normativas aplicables en el punto de conexión.
- Para garantizar el cumplimiento normativo es necesario tener en cuenta determinadas características inherentes a los sistemas de protección empleados, tales como las incertidumbres propias de los procesos de medida, que justifican la aplicación de márgenes de seguridad, y la presencia de histéresis en la desactivación de las funciones de protección.

3.5 P.O. SENP 1: Funcionamiento de los sistemas eléctricos no peninsulares

Los cambios realizados en el P.O. SENP 1 responden a los análisis efectuados en cumplimiento de los mandatos b) y c) del RD 997/2025 y están alineados con los introducidos en los PP.OO. 1.1 y 1.4 del sistema eléctrico peninsular.

Cambios sometidos a consulta pública y mantenidos en la propuesta

Los siguientes cambios sobre el P.O. SENP 1 fueron sometidos a consulta pública y se mantienen en la propuesta final:

- En el apartado 5, se incorpora la velocidad de variación de la tensión en los nudos de la red como nuevo parámetro de supervisión del estado del sistema eléctrico.
- En el apartado 5.3.1.2, se establece la obligación de que todas las instalaciones conectadas a la red de transporte de los sistemas eléctricos no peninsulares tengan la capacidad de soportar sin daño ni desconexión los rangos de tensión establecidos en la normativa en vigor.

Adicionalmente, en este mismo apartado se especifican los requisitos aplicables al nuevo parámetro de supervisión de los sistemas eléctricos no peninsulares basado en la variación de la tensión en los nudos de la red, de forma análoga a lo previsto en el P.O. 1.1 para el sistema peninsular.

- Se incluye en el apartado 5.4, como medida extraordinaria y a criterio del Operador del Sistema, la posibilidad de solicitar la desconexión de aquellas instalaciones cuyo comportamiento suponga un riesgo para la seguridad de la operación del sistema eléctrico.

Lo anterior se completa con la posibilidad de que el Operador del Sistema proceda a la apertura de la posición de conexión de una instalación cuando esta comprometa la seguridad de la operación del sistema eléctrico y no haya atendido la solicitud previa de desconexión cursada para eliminar dicha situación de riesgo.

- Se incorpora un nuevo subapartado 7.3, *Inyección de potencia en la red*, para incluir, entre las condiciones técnicas de entrega de la energía, aquellas relativas al cumplimiento de los

Documento justificativo de la propuesta de modificación de los PP.OO. 1.1, 1.4, 8.2, 11.1, SENP 1 y 8.2, y de la propuesta de nuevo P.O. 1.7

requisitos de calidad de onda y a la no introducción de oscilaciones adversas que afecten a la red de transporte.

Principales modificaciones introducidas tras la consulta

Como resultado del proceso de consulta pública, se han incorporado las siguientes modificaciones a la propuesta inicial de modificaciones del P.O. SENP 1:

- Se amplía el ámbito de aplicación del procedimiento de operación para incluir las instalaciones de almacenamiento y las instalaciones de generación asociadas a autoconsumo, dado que los criterios y requisitos establecidos en el procedimiento resultan igualmente aplicables a este tipo de instalaciones.
- Con el objetivo de alinear los requisitos y medidas establecidos en los Procedimientos de Operación en relación con la emisión de instrucciones de desconexión por el Operador del Sistema, se ha armonizado el contenido del apartado 5.4 del P.O. SENP 1 con el apartado 4.4 del P.O. 1.1. Asimismo, se ha incorporado al apartado 7 del P.O. SENP 1 el contenido del apartado 4 del P.O. 1.4, por ser este el apartado en el que se regulan, de forma análoga, las condiciones de entrega de energía en los puntos frontera con la red de transporte en los territorios no peninsulares. Con ello, se garantiza la aplicación de criterios y actuaciones homogéneos en el sistema eléctrico peninsular y en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.
- Sobre el apartado 7, *Condiciones de entrega de energía en los puntos frontera con la red de transporte*, se introducen los siguientes cambios, alineados con los realizados en el P.O. 1.4 peninsular:
 - Se aclara que las condiciones de entrega de la energía resultan de aplicación a todas las instalaciones con punto frontera con la red de transporte, incluidas las instalaciones conectadas a la red de transporte cuyas barras de central estén a un nivel de tensión inferior. Esta modificación tiene por objeto asegurar la inclusión de determinadas configuraciones de conexión, como las existentes en redes mancomunadas.
 - Se introduce que, en caso de variabilidades de tensión superiores a los umbrales de referencia debidas a comportamientos anómalos de instalaciones con afectación al nudo en que se produzcan, el OS comunicará la situación a sus titulares, siendo estos responsables de implantar y mantener las medidas correctoras necesarias para mitigarla.
 - Se precisa que los titulares de las instalaciones deberán identificar y corregir los incumplimientos de los requisitos de calidad de onda y de comportamientos que generen oscilaciones adversas con afección a la red de transporte, sustituyendo la referencia a la «no inyección de oscilaciones adversas».
 - Se traslada a este apartado el contenido previamente incorporado en el apartado 5.4, dado que hacía referencia a las condiciones de entrega de la energía, que se establecen

en este apartado 7. Adicionalmente, se explicita que, cuando el incumplimiento de dichas condiciones en un punto frontera entre la red de transporte y la red de distribución tenga su origen en instalaciones conectadas a la red de distribución, el gestor de dicha red deberá adoptar las medidas necesarias para restablecer el cumplimiento de las condiciones técnicas de entrega de la energía en el correspondiente punto frontera.

Consideraciones sobre los comentarios recibidos durante la consulta pública

Dado que los comentarios recibidos durante la consulta pública sobre el P.O. SENP 1 coinciden con los formulados en relación con los PP.OO. 1.1 y 1.4 del sistema eléctrico peninsular, las respuestas a aquellos comentarios que no han dado lugar a modificaciones en el procedimiento son las mismas que las incluidas para dichos procedimientos.

3.6 P.O. SENP 8.2: Criterios de Operación

Para garantizar la correcta ejecución de la medida consistente en la emisión de instrucciones por parte del Operador del Sistema para la desconexión de instalaciones conectadas al sistema eléctrico no peninsular cuyo funcionamiento pueda poner en riesgo la seguridad del sistema eléctrico, resulta necesario que los centros de control habilitados de los territorios no peninsulares dispongan de la capacidad técnica y operativa para emitir y ejecutar dichas órdenes.

La modificación está alineada con la introducida a este respecto en el P.O. 8.2 peninsular, estableciendo que los centros de control habilitados deberán disponer de la capacidad técnica para ejecutar las órdenes de telemando de apertura de interruptor de instalación emitidas por el Operador del Sistema en un tiempo inferior a un minuto, con el fin de posibilitar la aplicación efectiva de las medidas contempladas en el P.O. SENP 1.

Cabe destacar que, en noviembre de 2022 el operador del sistema sacó a consulta pública una propuesta de actualización del P.O. SENP 8.2, que incorporaba, además de una completa de revisión y reestructuración del contenido, en los siguientes ámbitos:

- Modificaciones derivadas de la entrada en vigor del RD 413/2014¹.
- Modificaciones derivadas de la entrada en vigor del RD 738/2015.
- Modificaciones derivadas de la entrada en vigor del RD 647/2020.
- Otras modificaciones de carácter general, así como las modificaciones motivadas por comentarios recibidos en fase de consulta pública.

¹ La versión vigente en la fecha de dicha propuesta.

Por este motivo los cambios asociados al RD 997/2015 se presentan con control de cambios sobre la referida última propuesta de este P.O. remitida al Ministerio.

Principales modificaciones introducidas tras la consulta

Como resultado del proceso de consulta pública, se han incorporado las siguientes modificaciones a la propuesta inicial de modificaciones del P.O. 8.2 SENP:

- Se precisa en los apartados 6 y 7 que las actuaciones del Operador del Sistema y las instrucciones que este emita se circunscriben a aquellas instalaciones cuya operación tenga incidencia sobre la red de transporte o sobre las variables del sistema establecidas en el P.O. SENP 1, correspondiendo a los agentes la ejecución de las actuaciones necesarias dentro de sus respectivos ámbitos de responsabilidad.
- En el apartado 7.2 se aclara que corresponde a los gestores de las redes de distribución determinar las actuaciones sobre la topología de dichas redes, en coordinación con el Operador del Sistema.

Consideraciones sobre los comentarios recibidos durante la consulta pública

Como resultado del análisis de los comentarios recibidos durante la consulta pública, se considera oportuno aclarar, en relación con la preocupación manifestada sobre una supuesta atribución al Operador del Sistema de facultades de intervención en la red de distribución, que dicha interpretación carece de fundamento a la luz del contenido y la finalidad del P.O. SENP 8.2. Este procedimiento no modifica el reparto competencial establecido por la normativa vigente ni atribuye al Operador del Sistema funciones de gestión, operación o explotación de las redes de distribución. En ningún caso puede interpretarse que el Operador del Sistema esté facultado para controlar o emitir instrucciones sobre elementos de la red de distribución distintos de aquellas instalaciones de generación, demanda o almacenamiento que dispongan de capacidad de control y respecto de las cuales ostente las competencias que le atribuye la regulación aplicable.

4 Propuesta de nuevo P.O. 1.7: Limitación de las rampas máximas de variación de potencia activa

La Orden TED/749/2020, de 16 de julio, así como la Orden TED/82/2026, de 9 de febrero, establecen la obligación de que determinados módulos de generación de electricidad y determinadas instalaciones de almacenamiento dispongan de capacidad técnica para cumplir limitaciones de las rampas máximas de variación de potencia activa, atribuyendo al gestor de red correspondiente, en coordinación con el Operador del Sistema, la determinación de las limitaciones concretas aplicables.

[Documento justificativo de la propuesta de modificación de los PP.OO. 1.1, 1.4, 8.2, 11.1, SENP 1 y 8.2, y de la propuesta de nuevo P.O. 1.7](#)

En el ámbito de los territorios no peninsulares, la capacidad de aplicar limitaciones de rampas de potencia activa se recoge en el vigente P.O. SENP 12.2. En la misma línea, el Proyecto de Real Decreto por el que se establecen los requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento y seguridad de las instalaciones conectadas a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica contempla requisitos equivalentes para las instalaciones conectadas a los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

Con objeto de posibilitar la aplicación efectiva de este marco normativo en la operación del sistema eléctrico, se elaboró una propuesta de nuevo Procedimiento de Operación 1.7 destinada a establecer el detalle operativo de las limitaciones de rampas máximas de variación de potencia activa que deberán seguir aquellas instalaciones para las que la normativa vigente establece la obligación de disponer de la correspondiente capacidad técnica y respecto de las cuales el Operador del Sistema tenga potestad para determinar dichas limitaciones.

En particular, la propuesta regula los criterios de aplicación de las limitaciones de rampas máximas de variación de potencia activa, las situaciones en las que dichas limitaciones no resultan exigibles, los mecanismos de seguimiento y evaluación del cumplimiento, las pruebas de validación de los requisitos y el régimen de penalizaciones asociado a los incumplimientos detectados. Asimismo, prevé que el Operador del Sistema pueda determinar y publicar el alcance efectivo de aplicación de los requisitos, estableciendo criterios diferenciados cuando resulte técnicamente necesario.

La metodología de seguimiento se basa en la evaluación continua de las telemidas de potencia activa recibidas por el Operador del Sistema, incorporando criterios de calidad de las telemidas, tolerancias de evaluación y mecanismos para justificar incumplimientos asociados a situaciones excepcionales previstas en la normativa o en el propio procedimiento.

Adicionalmente, la propuesta prevé un periodo transitorio para la adaptación de los sistemas del Operador del Sistema necesarios para implantar los mecanismos de seguimiento, validación y gestión de incumplimientos, contemplándose un plazo máximo de un año desde la aprobación de la resolución correspondiente. Durante dicho periodo se definirán y coordinarán con los Centros de Control de Generación y Demanda los formatos y mecanismos de intercambio de información necesarios, tales como la comunicación de incumplimientos o la remisión de justificaciones.

Sin perjuicio del plazo máximo indicado, para los sistemas eléctricos no peninsulares podrá contemplarse un plazo adicional de adaptación atendiendo a las particularidades técnicas y operativas que concurren en dichos sistemas.

Por último, esta propuesta de nuevo Procedimiento de Operación 1.7 forma parte del análisis y la propuesta de cambios normativos asociados al mandato b) del Real Decreto 997/2025, en relación con la nueva regulación sobre la respuesta frente a la velocidad de variación de la tensión.

Principales modificaciones incorporadas tras la consulta

Como resultado del proceso de consulta pública, se han incorporado las siguientes modificaciones principales:

[Documento justificativo de la propuesta de modificación de los PP.OO. 1.1, 1.4, 8.2, 11.1, SENP 1 y 8.2, y de la propuesta de nuevo P.O. 1.7](#)

- **Ámbito de aplicación:**
 - Revisión de la redacción del ámbito de aplicación y del título del procedimiento, con el fin de alinearlos de forma más precisa con la normativa vigente. La redacción final deja de referirse exclusivamente a instalaciones de generación y almacenamiento y pasa a contemplar cualquier instalación para la que la normativa vigente establezca la obligación de disponer de capacidad técnica para el seguimiento de limitaciones de rampas máximas de variación de potencia activa y respecto de la cual el Operador del Sistema tenga potestad para establecer dichas limitaciones.
 - Clarificación de la facultad del Operador del Sistema para determinar el alcance efectivo de aplicación de los requisitos establecidos en el procedimiento. El P.O. 1.7 establece por defecto las condiciones de cumplimiento más exigentes previstas en la normativa, permitiendo al Operador del Sistema definir y publicar ámbitos de aplicación o criterios específicos para determinadas instalaciones o situaciones operativas cuando resulte técnicamente necesario. Esto permitirá adaptar la aplicación práctica de los requisitos a determinadas casuísticas técnicas, como procesos de arranque o situaciones asociadas a instalaciones renovables operando en valores de potencia reducidos, por debajo de su mínimo técnico, así como a las capacidades técnicas de las instalaciones o su tipología.
 - Clarificación de la aplicabilidad a las instalaciones híbridas, permitiendo que el Operador del Sistema determine el alcance concreto de los requisitos en función de la configuración de los distintos módulos que integran cada instalación y de las obligaciones que resulten de aplicación a cada uno de ellos.
- **Requisitos de limitación de rampas:**
 - Adecuación de la referencia temporal asociada al requisito de limitación de rampas, sustituyendo la referencia fija a quince minutos por una referencia al tiempo mínimo establecido en la normativa que resulte de aplicación, facilitando así la adaptación del procedimiento ante futuras modificaciones regulatorias.
 - Ampliación y clarificación de las situaciones exentas de la obligación de seguimiento de las limitaciones de rampa, incorporando, además de los casos asociados a la pérdida del recurso primario, otras situaciones derivadas de la actuación de modos de control vinculados a variaciones de frecuencia, actuaciones del Sistema de Reducción Automática de Potencia (SRAP), sistemas de teledisparo y otras situaciones extraordinarias debidamente justificadas.
- **Evaluación del requisito de limitación de rampas máximas de variación de potencia activa y criterios de cumplimiento:**

- Mejora de la estructura y sistemática del procedimiento, reordenando determinados contenidos para evitar redundancias y ubicar cada aspecto regulatorio en el apartado más adecuado.
- Revisión de los criterios de evaluación de incumplimientos, distinguiendo entre incumplimientos detectados a nivel de ventana temporal e incumplimientos horarios, de forma que únicamente estos últimos requieran, en su caso, justificación por parte del CCGD y puedan dar lugar a la aplicación del régimen de penalizaciones previsto. Esto reducirá la carga administrativa de proveer justificaciones asociadas a los incumplimientos para los CCGD.
- Clarificación del tratamiento de las situaciones de indisponibilidad o degradación de la calidad de las telemidas, precisando los supuestos en los que dichas circunstancias no serán consideradas incumplimientos a efectos de la evaluación del requisito, en línea con lo establecido en los PP.OO. por los que se establecen los requisitos y condiciones para el intercambio de información en tiempo real con el OS.
- Pruebas de validación:
 - Clarificación de las pruebas de validación, especificando que deberán ser realizadas por todas las instalaciones sujetas a la obligación de cumplimiento de los requisitos de limitación de rampas y que, en el caso de las instalaciones obligadas a adscribirse a un CCGD, formarán parte de las pruebas de adscripción correspondientes.
- Penalizaciones:
 - Modificación del régimen asociado a los incumplimientos reiterados, suprimiéndose la previsión de pérdida de adscripción a un CCGD, sin perjuicio de la posibilidad de que el Operador del Sistema pueda comunicar dichas situaciones a la CNMC.

Consideraciones sobre los comentarios recibidos durante la consulta pública

Como resultado del análisis de los comentarios recibidos durante la consulta pública, se considera oportuno aclarar los siguientes aspectos de la propuesta:

- Respecto a las condiciones particulares aplicables a determinadas instalaciones, se mantiene la previsión de que el Operador del Sistema pueda establecer limitaciones de rampa específicas en función de la tecnología de la instalación, sus capacidades técnicas o los servicios en los que participe. La información de carácter general relativa a dichas limitaciones tendrá carácter público y será publicada por el Operador del Sistema. No obstante, las condiciones particulares que resulten de aplicación a una instalación concreta serán gestionadas de forma individualizada con el centro de control responsable de su gestión y no tendrán carácter público.
- Respecto a los incumplimientos asociados a pérdidas de recurso, el Operador del Sistema podrá implantar en el futuro mecanismos de validación ex ante. No obstante, dicha funcionalidad requiere desarrollos adicionales y la disponibilidad de información de producible

con calidad suficiente. Mientras tanto, el titular de la instalación o el CCGD continúa siendo quien dispone de la información necesaria para justificar estos incumplimientos.

- Respecto al procedimiento de comunicación de incumplimientos, el Operador del Sistema facilitará a los CCGD la información correspondiente con periodicidad mensual. Los formatos y procedimientos asociados se definirán durante el periodo de implantación previsto.
- Respecto a la metodología de supervisión de las limitaciones de rampa, se considera necesario mantener una ventana de evaluación de un minuto basada en valores instantáneos. La utilización de ventanas temporales más amplias o de valores promediados reduciría la sensibilidad de la supervisión frente a las variaciones rápidas de potencia activa que constituyen precisamente el objeto del requisito y que pueden afectar a la operación segura del sistema eléctrico.