

INFORME A LA PROPUESTA DE RESOLUCIÓN DE LA SECRETARÍA DE ESTADO DE ENERGÍA POR LA QUE SE APRUEBA UN PROCEDIMIENTO DE OPERACIÓN PARA ADOPTAR LOS CRITERIOS GENERALES DE PROTECCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL

(INF/DE/190/25)

CONSEJO. SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidente

D. Ángel García Castillejo

Consejeros

D. Josep Maria Salas Prat

D. Carlos Aguilar Paredes

D^a. María Jesús Martín Martínez

D. Enrique Monasterio Beñaran

Secretaria

D^a. María Angeles Rodríguez Paraja

En Barcelona, a 6 de noviembre de 2025

Vista la solicitud de informe formulada por la Secretaría de Estado de Energía (SEE) sobre la *‘Propuesta de resolución por la que se aprueba un procedimiento de operación para adoptar los criterios generales de protección del Sistema Eléctrico Español’* (en adelante *‘la propuesta de resolución’* o *‘la propuesta’*), la Sala de Supervisión Regulatoria (SSR) de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), en el ejercicio de la función consultiva en el proceso de elaboración de normas que afecten a su ámbito de competencias en los sectores sometidos a su supervisión, en aplicación del 5.2 a), 5.3 y 7 y de la disposición transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC, acuerda emitir el siguiente informe:

I. ANTECEDENTES

Los procedimientos de operación P.O. 11.1 que fijan los Criterios Generales de Protección (CGP) del sistema peninsular¹ y de los territorios no peninsulares² establecen los mínimos requisitos de equipamiento y capacidad de respuesta que deben cumplir las protecciones de las instalaciones integrantes de la red crítica del sistema para minimizar el impacto de las perturbaciones en el conjunto del sistema eléctrico y limitar la afectación sobre equipos y aparamenta, y prevén su revisión por el Operador del Sistema (OS) ante la aparición de nuevas casuísticas y avances tecnológicos.

Con el fin de dar cumplimiento a este mandato, y considerando la evolución funcional del sistema, el OS desarrolló entre el 5 de octubre y el 11 de diciembre de 2023 una consulta pública, relativa a la redacción de unos nuevos CGP que integren y unifiquen los hasta ahora respectivamente aplicables a las redes del sistema peninsular y de los sistemas extrapeninsulares.

Consideradas las aportaciones recibidas, el 27 de junio de 2024 tuvo entrada en el Registro de la CNMC la Propuesta de Criterios Generales de Protección del Sistema Eléctrico Español (CGP-SEE). El OS acompañó la propuesta de un '*Informe justificativo de la propuesta de los nuevos CGP-SEE*', así como de la versión editada con control de cambios que incorpora las modificaciones derivadas de la consulta pública, la versión definitiva consolidada y un documento que recoge los comentarios recibidos y las respuestas motivadas del OS a dichos comentarios.

Con fecha 24 de enero de 2025, fue remitido al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD) escrito del OS en el cual comunicaba la revisión de los CGP de los sistemas peninsular y no peninsulares vigentes.

Con fecha 17 de junio de 2025, el Grupo de Trabajo de Operación del Sistema Eléctrico (GTOSE) publicó el informe del comité para el análisis de las circunstancias que concurrieron en la crisis de electricidad del 28 de abril de

¹ P.O.11.1 Criterios generales de protección en la red gestionada, aprobados mediante la Resolución de 24 de junio de 1999, de la Secretaría de Estado de Industria y Energía, por la que se aprueban un conjunto de procedimientos de carácter técnico e instrumental necesarios para la adecuada gestión técnica del sistema eléctrico. «BOE» N.º 158 de 3 de julio de 1999.

² Si bien el P.O. 11.1 extrapeninsular fue inicialmente aprobado mediante Resolución de 28 de abril de 2006 de la Secretaría General de Energía, en su versión inicial remitía transitoriamente a los CGP peninsulares; fue la Resolución de 4 de noviembre de 2011 de la Secretaría de Estado de Energía la que aprobó los Criterios Generales de Protección de los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares y su metodología de aplicación.

(<https://www.ree.es/es/publicaciones/actividades/criterios-generales-de-proteccion-de-los-sistemas-electricos-insulares-y-extrapeninsulares>)

2025, en el que se incluye la necesidad de análisis y revisión de los procedimientos de operación relativos a los CGP-SEE, en particular el P. O. 11.1.

El 30 de julio de 2025 tuvo entrada en el Registro de la CNMC la propuesta de resolución objeto de este informe, acompañada de su correspondiente memoria justificativa.

Teniendo en consideración lo previsto en la disposición transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC, el 31 de julio se envió la propuesta a los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad, al objeto de que formularan las observaciones que estimaran oportunas hasta el 5 de septiembre de 2025. Las respuestas recibidas se adjuntan como anexo a este informe, así como una síntesis de estas.

II. DESCRIPCIÓN DE LA PROPUESTA

El proyecto consta de una propuesta y su correspondiente memoria justificativa. A su vez, la propuesta contiene un preámbulo, tres apartados y un anexo que contiene el nuevo procedimiento de operación propiamente dicho.

El apartado primero aprueba la modificación del procedimiento de operación 'P.O. 11.1 Criterios Generales de Protección del Sistema Eléctrico Español', criterios que, a diferencia de los actuales, serían aplicables tanto al sistema peninsular como a los sistemas de los territorios no peninsulares.

Así, el apartado segundo establece que, desde la entrada en vigor del nuevo procedimiento (al día siguiente de su publicación en el «BOE»), quedarán derogados los P.O. 11.1 aprobados en 1999 y 2006, relativos respectivamente a los CGP aplicables a las redes de los sistemas peninsular y no peninsulares.

No obstante, se establece un régimen transitorio: durante los cinco años posteriores a la entrada en vigor; los procedimientos ahora vigentes seguirán siendo aplicables a las instalaciones existentes y a las que entren en servicio en los doce meses posteriores. Durante ese plazo, los titulares deberán adaptar sus sistemas de protección a los nuevos criterios. Transcurrido este periodo, los antiguos P.O. 11.1 dejarán de ser de aplicación definitivamente.

El anexo de la propuesta incorpora el P.O. 11.1 que, además de ser objeto de una revisión y actualización global, dado el tiempo transcurrido desde su aprobación, introduce modificaciones específicas para favorecer la creciente integración de energías renovables y de sistemas basados en electrónica de potencia (módulos de parque eléctrico, MPE, en la terminología empleada por la

normativa comunitaria), considerando su impacto sobre el comportamiento del sistema eléctrico y en la eficacia de las protecciones.

En cuanto a su objeto, el P.O.11.1 define los CGP aplicables al conjunto del sistema eléctrico español con el fin de minimizar los efectos de las perturbaciones y garantizar la seguridad y continuidad del suministro.

Respecto a su ámbito de aplicación, el procedimiento afecta a todos los sujetos del sistema eléctrico definidos en el artículo 6 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (LSE), titulares de las instalaciones incluidas en la red crítica (que comprende la red de transporte, algunos elementos de enlace con la red de transporte³, así como determinadas instalaciones de generación y de almacenamiento).

La propuesta establece los requisitos exigibles a los sistemas de protección para asegurar una reacción rápida, segura y coordinada del sistema eléctrico ante cualquier incidencia. Cada agente es responsable de garantizar el cumplimiento de estos criterios en sus instalaciones, y de mantener permanentemente actualizada una base de datos con los ajustes aplicados en cada instalación.

Además, el procedimiento fija la coordinación de los ajustes de protección entre transporte, generación y distribución, con el objetivo de que la red actúe con la máxima selectividad⁴ y eficacia, evitando desconexiones innecesarias.

El P.O.11.1 se articula en cuatro capítulos:

- El Capítulo 1 ('Consideraciones generales') define conceptos básicos, ámbito de actuación y principios rectores de las protecciones, incluyendo tiempos de actuación, definición de perturbaciones, niveles de equipamiento y criterios de redundancia.
- En el Capítulo 2 ('Criterios generales de protección de generación') se establecen los requisitos mínimos de protección en los módulos de generación, asegurando la coordinación entre sistemas principales y de

³ La denominada 'red no transporte', que incluye los elementos que formen la instalación de enlace con la red de transporte a través un transformador o línea y, en este último caso, «*todos los elementos de los parques aguas abajo de la instalación de enlace que sean del mismo nivel de tensión [... así como] elementos conectados a nudos de la red no transporte en los que una falta pueda tener repercusiones importantes sobre el sistema en su conjunto si es despejada en un tiempo superior o igual a 1 segundo, es decir, elementos conectados a nudos con tiempo crítico inferior a 1 segundo.*»

⁴ En materia de protecciones eléctricas, se entiende por 'selectividad' la capacidad de aislar únicamente los elementos afectados por una falta, sin afección a otros elementos de la red.

apoyo para evitar daños y desconexiones dentro de los rangos de funcionamiento definidos.

- El Capítulo 3 ('Criterios generales de protección de red') regula los niveles de protección por tipo de elemento (barras, transformadores, líneas, reactancias, condensadores, etc.) en las redes de transporte y, en su caso, distribución. Se contemplan condiciones de funcionamiento como reenganches, respuesta ante tensión mínima o sobretensión, variaciones (o 'excursiones') de frecuencia, comprobación de sincronismo, etc. de conformidad con los Reglamentos europeos de conexión⁵. En zonas con alta concentración de generación basada en electrónica de potencia se prevé la necesidad de criterios adicionales para el equipamiento de protección y sus ajustes correspondientes.
- Por último, en el Capítulo 4 ('Metodología de cálculo de tiempo crítico y del equipamiento de protección necesario') se establece el método para determinar el tiempo crítico de actuación⁶, en función del nivel de protección necesario en cada nudo de la red, mediante simulaciones dinámicas que consideran la estabilidad del sistema y la continuidad de suministro.

⁵ Existen tres códigos de red que se corresponden con otros tantos Reglamentos comunitarios, de aplicación directa por todos los Estados miembros, y que establecen requisitos de conexión, respectivamente, a las instalaciones de producción de electricidad (Reglamento (UE) 2016/631 de la Comisión de 14 de abril de 2016), a las instalaciones de consumo y de distribución de energía eléctrica (Reglamento (UE) 2016/1388 de la Comisión de 17 de agosto de 2016), así como a las instalaciones de alta tensión en corriente continua y MPE conectados en corriente continua (Reglamento (UE) 2016/1447 de la Comisión de 26 de agosto de 2016).

⁶ Según el apartado 1 ('Definición de conceptos') del Capítulo 1 «*El tiempo crítico de eliminación, o tiempo crítico, se define como el tiempo máximo que puede mantenerse un cortocircuito sin que se produzca a nivel regional o nacional una perturbación crítica para el sistema en su conjunto debido a:*

- *Pérdida de estabilidad de los grupos generadores u oscilaciones entre ellos que afecten a la estabilidad del sistema.*
- *Desconexión de una cantidad de generación significativa que pueda ocasionar un desbalance generación – demanda que lleve al sistema a una inestabilidad.*
- *Incumplimiento de los criterios de seguridad estáticos en el régimen permanente [...] una vez que la perturbación se ha aislado del sistema.*
- *En los Sistemas Eléctricos no Peninsulares, si se producen pérdidas de demanda relevantes que no sean debidas a la selectividad del sistema de protección o que puedan aparecer por la formación de subsistemas aislados en los que no hubiera equilibrio generación – demanda.*
- *Pérdida de al menos una de las líneas de interconexión de alterna con Francia por actuación de los relés de pérdida de sincronismo o la desconexión del enlace de continua, si estos disparos dan lugar a una inestabilidad en el sistema.»*

III. VALORACIÓN GENERAL

Los criterios generales de protección del sistema eléctrico español (CGP-SEE) tienen como objetivo esencial garantizar la seguridad de las instalaciones y la continuidad del suministro, minimizando la extensión y consecuencias de las posibles perturbaciones en cualquier situación de explotación del sistema eléctrico. En el actual contexto de transición energética, marcado por la mayor penetración de energías renovables, la descentralización de la generación, la incorporación de almacenamiento y la modernización tecnológica, la propuesta de actualización de dichos criterios se presenta como un avance necesario y oportuno. Adaptar la normativa y los procedimientos de operación a esta nueva realidad resulta por tanto clave para reforzar la fiabilidad y la estabilidad del sistema, dotándolo de instrumentos de protección acordes a las exigencias del nuevo escenario tecnológico.

La propuesta remitida refleja un enfoque positivo, al integrar la experiencia acumulada, unificar criterios previamente diferenciados y establecer un marco homogéneo aplicable al conjunto del territorio nacional. Este esfuerzo de coordinación normativa se valora favorablemente, en tanto contribuye a garantizar un funcionamiento robusto de la red, reforzando la estabilidad del sistema frente a escenarios cada vez más exigentes.

Se destaca asimismo la activa participación de los principales agentes del sector en la tramitación y elaboración de la propuesta desde su fase inicial de desarrollo⁷, si bien se recomienda establecer mecanismos de revisión más ágiles y, sobre todo, sujetos a una periodicidad reglamentariamente prestablecida, que permitan mantener la vigencia y eficacia de los criterios frente a la rápida evolución tecnológica y operativa del sistema eléctrico.

Del mismo modo, se estima necesario hacer un especial seguimiento y acompañamiento de todo este proceso durante el periodo transitorio de cinco años previsto en la propuesta para la adaptación de los equipos existentes y aquellas que se pongan en servicio dentro de los doce meses posteriores a la aprobación de estos nuevos CGP-SEE, previniendo posibles asimetrías en su progresiva adopción, sea entre distintas tipologías de sujetos o entre diferentes territorios, divergencias que, de producirse, menoscabarían su efectividad.

En este sentido, se propone incluir en el P.O que, con una periodicidad anual, el operador del sistema remita a la CNMC un informe que analice los hitos esperados, su grado de implementación, las medidas correctivas necesarias, así

⁷ En la consulta previa conducida por el OS se recibieron 73 comentarios de los principales sujetos titulares de elementos integrados en la red crítica, de los cuales 15 fueron incorporados totalmente y 14 parcialmente en la versión de los CGP-SEE objeto de este informe.

como una revisión de la planificación temporal de implementación si fuera necesaria, a la vista de los resultados del grado de avance. Asimismo, el OS analizará en el informe si es necesaria la revisión de los CGP. Para la elaboración de este documento el OS solicitará a los agentes información actualizada sobre la implementación.

Asimismo, pasados los tres primeros años de aplicación, los resultados de dicho informe de análisis deberán debatirse dentro del marco de trabajo conjunto de la coordinación entre agentes liderado por el OS.

En el caso de que los posibles retrasos detectados, así como cualquier otra circunstancia que pudiera poner en peligro la finalización de la adecuación en el plazo establecido de los 5 años previstos, el OS deberá convocar una sesión del Grupo de Análisis de Incidentes (GRAI), donde expondrá el posible incumplimiento, las incidencias detectadas que lo desencadenan, así como el marco correctivo identificado y los nuevos plazos requeridos.

IV. CONSIDERACIONES PARTICULARES

Primero. Sobre la unificación de criterios para los sistemas eléctricos peninsular y de los territorios no peninsulares

Se valora positivamente la unificación, en un único procedimiento, de los criterios generales de protección aplicables al conjunto del sistema eléctrico español, al aportar una mayor coherencia normativa, facilitar la coordinación operativa y simplificar la aplicación de los requisitos por parte de los agentes, con independencia del lugar en el que desarrollen su actividad.

En efecto, toda fragmentación regulatoria encierra un potencial riesgo de falta de coordinación en el cálculo, diseño, implementación y prueba de los ajustes y las redundancias en los equipos que garantizan el correcto funcionamiento de las protecciones eléctricas. Se considera por lo tanto preferible que puedan consultarse en una misma pieza normativa los principios y elementos comunes que revisten particular criticidad para preservar la operación segura del sistema.

Conviene señalar, no obstante, que esta unificación no debe interpretarse como una supresión de las particularidades propias de los territorios no peninsulares (TNP), cuyo menor tamaño y robustez conlleva una mayor exposición en caso de perturbaciones. Dichas especificidades están contempladas en el propio procedimiento mediante umbrales y exigencias diferenciadas, adaptadas a sus características singulares, definiéndose por ejemplo distintos niveles de tensión

para la aplicación de determinadas medidas o esquemas de deslastre diferenciados de los empleados en la península.

De este modo, la propuesta consigue conjugar la existencia de un marco normativo común con el reconocimiento expreso de las singularidades técnicas de los TNP. Este enfoque podría resultar igualmente conveniente y propagarse a otros procedimientos de operación del sistema⁸ que, en su práctica totalidad, mantienen regulaciones paralelas pero separadas para península y TNP, respectivamente, avanzando así hacia un cuerpo normativo más integrado.

Segundo. Sobre los plazos de adaptación

La propuesta establece un plazo general de cinco años para la adaptación de las instalaciones, aplicable tanto a las ya existentes como a aquellas que se pongan en servicio dentro de los doce meses posteriores a la aprobación de los CGP-SEE. Asimismo, la propuesta establece la obligación de los agentes de informar a requerimiento del OS, sobre las carencias detectadas en el grado de cumplimiento de los CGP, así como de los plazos previstos para su resolución.

Este horizonte temporal se considera suficientemente amplio y se desaconseja extenderlo. No obstante, a tenor de algunas alegaciones presentadas, y en línea con el especial seguimiento a realizar durante el período de adaptación apuntado en la valoración general hecha de la propuesta, se hace ver la conveniencia de evaluar el grado de avance y los resultados obtenidos durante los tres primeros años de aplicación, para mejor valorar la ejecución coordinada de todas las tareas necesarias. Debe tenerse presente que, en una mayoría de casos, la adaptación pasa por la programación de descargos con afección a la red subyacente que deben ser cuidadosamente planificados con mucha antelación.

Si bien se establece la obligación de informar a petición del OS sobre las posibles carencias e incumplimientos de los plazos previstos, se considera necesaria la comunicación de dichas circunstancias por parte de los agentes siempre que tengan lugar, medie o no requerimiento del OS.

Tercero. Sobre la prioridad y coordinación de las protecciones

Los criterios de coordinación de ajustes constituyen las directrices que permiten configurar los equipos de protección de modo que detecten y eliminen las perturbaciones con la máxima selectividad y rapidez, evitando la desconexión innecesaria de otros elementos del sistema.

⁸ Cabría citar como ejemplo los que integran las series 9 (intercambios de información con el OS) y 10 (medidas eléctricas).

La propuesta establece que, ante faltas externas (como cortocircuitos en la red de transporte o desequilibrios generación-demanda), las protecciones de los generadores deberán otorgar prioridad a la actuación de las protecciones de la red de transporte. Este principio —la prevalencia de las protecciones de la red de transporte frente a las de generación— deberá mantenerse en todo caso, salvo en situaciones excepcionales expresamente previstas en la normativa vigente que regula los requisitos de conexión de los generadores⁹.

A este respecto, y ante la recepción de determinadas alegaciones que solicitarían una mayor laxitud en la aplicación de este principio general, esta Sala destaca la importancia de que la redacción adoptada deje constancia explícita de que las protecciones de los generadores actuarán siempre en coordinación con las de la red de transporte, y en la medida en que dichas actuaciones se ajusten a los CGP ahora definidos. Cualquier flexibilización aplicable a grupos de generación antiguos deberá circunscribirse únicamente a supuestos muy concretos y debidamente justificados e identificados, de tal manera que se garantice prevenir que una posible excepción pueda extenderse con carácter general.

Cuarto. Sobre la identificación de zonas con gran concentración de módulos de parque eléctrico, y sobre los nudos críticos

La propuesta advierte que en zonas con alta penetración de generación basada en electrónica de potencia puede verse afectada la efectividad de las funciones de protección consideradas en estos nuevos CGP-SEE con la tecnología actual en materia de protecciones. En esos casos considera que podría ser necesario definir otros criterios de ajuste de las protecciones, por lo que la propuesta expone que *«Para identificar las posibles zonas afectadas se podrán realizar, entre otros, los siguientes estudios:*

- *Estudios de diferentes escenarios según el porcentaje de generación síncrona con alta probabilidad de estar conectada respecto al porcentaje de generación renovable basada en dispositivos de electrónica de potencia, en cada una de las zonas de influencia de las subestaciones para las que se está evaluando el criterio de equipamiento.*
- *Estudios del comportamiento de los convertidores electrónicos durante cortocircuitos según el tipo de generador.*

⁹ Los citados Reglamentos (UE) de la Comisión 2016/631, 2016/1388 y 2016/1447, así como su adaptación a la regulación nacional hecha mediante el Real Decreto 647/2020, de 7 de julio, por el que se regulan aspectos necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión de determinadas instalaciones eléctricas, y la Orden TED/749/2020, de 16 de julio, por la que se establecen los requisitos técnicos para la conexión a la red necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión.

- *Análisis de la generación basada en electrónica de potencia con o sin inyección de secuencia negativa.*
- *Análisis de la curva de desconexión durante cortocircuitos de los convertidores basados en electrónica de potencia.»*

Dada la relevancia que el OS otorga a esta circunstancia, objeto del último apartado del capítulo 3, se recomienda definir claramente la metodología (además de los estudios a llevar a cabo, el procedimiento para su realización) así como los plazos (es decir, la periodicidad con la cual se repetirían), y establecer el medio para comunicar y difundir la identificación de estas zonas de influencia (definidas por las subestaciones que las delimiten) con alta concentración de generación basada en electrónica de potencia.

Por otra parte, la propuesta establece que tanto en la red de transporte como en la red de distribución existen elementos conectados al sistema en nudos en los que una eventual falta puede originar repercusiones relevantes sobre la estabilidad del sistema en su conjunto si el despeje se produce en un tiempo igual o superior a 1 segundo, es decir, nudos con un tiempo crítico inferior a 1 s que, de acuerdo con la metodología recogida en el capítulo 4, serán identificados por el OS mediante simulaciones dinámicas (pérdida de sincronismo, oscilaciones, deslastes no admisibles, etc.) y estáticas (seguridad de tensiones, sobrecargas).

Aunque por razones de seguridad, , esta Sala comparte que la comunicación detallada de los nudos con tiempos críticos inferiores a 1 s se haga de forma confidencial y dirigida únicamente a los agentes afectados, no mediante publicación abierta, se hace ver que los gestores de las redes de distribución, para desempeñar su función con la debida certidumbre, deben tener acceso, por restringido que este sea, a la identificación exhaustiva de las instalaciones de generación y almacenamiento incluidas en la red crítica.

Asimismo, considerando las implicaciones en la operación del sistema, así como la fiabilidad de este, esta comunicación deberá hacerse extensiva igualmente, a la CNMC, para que en el ejercicio de sus funciones pueda supervisar la evolución de las necesidades del sistema. De igual forma, permitirá realizar el seguimiento de las inversiones requeridas y su efectiva implementación por parte de los agentes, incluyendo los titulares de las redes de transporte y distribución.

Quinto. Sobre redundancias y protecciones alternativas

La propuesta exige que en la denominada red crítica los equipos dispongan de redundancia en el sistema de protección principal. Esa redundancia se traduce, en la mayoría de los casos, en dos protecciones diferenciales independientes

para garantizar el despeje instantáneo de faltas internas, la selectividad frente a otras protecciones y la fiabilidad ante fallo simple de uno de los sistemas.

Esta Sala comparte la adopción de la doble protección diferencial como principio general obligatorio en la red crítica para la correcta protección del sistema. Solamente en casos muy acotados, donde por características técnicas o de explotación no resulta viable —como transformadores o líneas en antena con un único interruptor—, podría admitirse la sustitución de la segunda protección diferencial por otras alternativas (distancia¹⁰ o sobreintensidad rápida), siempre de forma debidamente justificada. La sustitución generalizada por funciones de sobreintensidad o distancia no sería admisible, al no garantizar el despeje instantáneo en caso de fallo simple. En particular, en el caso de diferenciales de barra con tiempo crítico menor de 300 ms, no es aceptable sustituir la segunda protección diferencial por una de acoplamiento, ya que no podría asegurarse la actuación en tiempos inferiores al crítico.

Más allá del citado principio de doble protección diferencial, existen otras cuestiones relacionadas con el establecimiento de redundancias y posibles alternativas en las que se sugiere aclarar algunos extremos de forma expresa o adoptar una redacción completamente unívoca:

- Respecto a las redundancias remotas, no se considera adecuado aceptar alimentaciones redundantes desde elementos distintos al protegido. Ahora bien, cabría admitir, y la propuesta no lo especifica, la redundancia mediante doble batería, siempre que exista mutua separación que prevenga posibles circulaciones, así como detección de falta en los circuitos.
- En cuanto a la medición de sobreintensidades, además de especificarse que, salvo excepción debidamente justificada debe contarse con una dotación de doble transformador de intensidad, debería aclararse expresamente en todos los apartados pertinentes si se considera admisible la medida en la salida, como alternativa a la medida en el neutro.
- La actuación ante fallo de interruptor de potencia debería exigirse siempre que no exista redundancia completa de dicho interruptor, sin excepciones, para todos los elementos integrantes de la red crítica. No obstante, debería aclararse si debe dotarse también de dicha función de fallo a los interruptores de tensiones inferiores a 220 kV equipados en trafos de 220 kV.

¹⁰ Las protecciones de distancia se utilizan principalmente en líneas, en escalones sucesivos jerarquizados por zonas concéntricas. Su principio de funcionamiento se basa en la medición de la impedancia aparente entre el punto donde está instalado el relé y el lugar donde ocurre la falta. En caso de falta, la impedancia medida cae bruscamente; si lo hace por debajo de un umbral preestablecido, el relé interpreta que la falta se localiza dentro de su zona de alcance y activa la desconexión.

Sexto. Sobre perturbaciones a detectar y dispositivos de maniobra controlada

La propuesta establece que el sistema de protecciones de los generadores integra tanto funciones de protección específicas como funciones adicionales destinadas a detectar faltas y condiciones anómalas de la red que puedan afectar a la máquina. Si bien la selección del esquema de protecciones corresponde al propietario del generador, en función de la potencia y el tipo de instalación, la propuesta enumera *“algunas de las perturbaciones que deben ser detectadas, en función del tipo de generación, por las funciones de protección [...]”*.

Se hace ver que, por seguridad jurídica, dicho listado de perturbaciones a detectar no debería presentarse como meramente ejemplificativo, sino que ha de formularse como un mínimo obligatorio, identificando de forma exhaustiva las perturbaciones que, al menos, deben ser detectadas.

De otro lado, debe especificarse que la instalación, ajuste y mantenimiento de los dispositivos de maniobra controlada en transformadores cuya energización pueda producir transitorios peligrosos, debe corresponder al titular de la instalación de generación que se conecta a la posición de alta tensión que forma parte del sistema, aunque lo haga siempre en coordinación con el OS.

Séptimo. Sobre los dispositivos de maniobra controlada en los transformadores de las redes no transporte que formen parte del sistema.

En lo que se refiere al nivel de equipamiento de protecciones de transformadores, dado que el apartado 1.3. del Capítulo 3 no hace distinción entre los transformadores de apoyo a distribución y el resto de transformadores de redes no transporte, es necesario que en los casos en los que por necesidades del sistema, sea necesaria la instalación de relés de maniobra controlada, atendiendo a la naturaleza y operativa de este tipo de dispositivos dentro del marco regulatorio que definen los artículos 34 y 38 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, su instalación, ajuste y mantenimiento debe corresponder a cargo del titular del interruptor que energiza dicho transformador, esto es, REE en su calidad de titular de las instalaciones de la red de transporte y así debe constar en el en el citado apartado 1.3. del Capítulo 3 del Anexo del PO.11.1.

Adicionalmente, los distribuidores, propietarios del transformador, deberán coordinarse con el OS para garantizar el correcto funcionamiento del dispositivo, incluyendo la dotación de equipos de medidas y señales necesarias para su operación.

Octavo. Sobre el posible reconocimiento de las inversiones en determinadas instalaciones sujetas a retribución regulada

Una gran mayoría de las instalaciones incluidas en el ámbito de aplicación de los CGP-SEE o bien recuperarán vía los ingresos por la venta de energía en el mercado las inversiones que deban acometer para adaptarse a los nuevos requisitos (es el caso con carácter general de las instalaciones de generación y de almacenamiento), o bien desempeñan una actividad, como titulares de redes de transporte o distribución, sujeta a retribución regulada que es periódicamente objeto de revisión y puede adaptarse para tomar en consideración el incremento de costes que pudiera suponer la citada adaptación.

La producción de energía eléctrica sujeta a retribución adicional desarrollada en los TNP constituye un caso singular que no se ciñe por completo a ninguna de las dos situaciones antes descritas, al menos no en el caso de los grupos ahora en operación que, todavía por mucho tiempo tras superar el periodo transitorio de cinco años, constituirán la mayor parte de la flota de generación no peninsular.

El artículo 19 ('Régimen retributivo adicional por las nuevas inversiones') del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio¹¹, establece de forma limitativa qué actuaciones pueden considerarse a efectos retributivos como 'nuevas inversiones'. Para que los costes incurridos por necesidades de adaptación a los nuevos CGP-SEE por un importe inferior al 5 % de la inversión reconocida¹² pudieran ser considerados a efectos retributivos, sería necesario introducir una excepción expresa análoga a la prevista en su día en el citado artículo 19 en relación con las inversiones en los sistemas automáticos necesarios para proveer el servicio de banda de regulación¹³.

¹¹ Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

¹² A su vez, el cálculo de la inversión reconocida es objeto del artículo 26 del propio RD 738/2015.

¹³ «1. A los efectos de este real decreto, tendrán la consideración de nuevas inversiones, las inversiones por renovación, modificación o mejora del rendimiento de un grupo inscrito en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica, vaya o no a finalizar su vida útil regulatoria.

En ningún caso tendrán la consideración de nuevas inversiones aquellas asociadas a modificaciones que no precisen de la autorización administrativa previa establecida en el artículo 53 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, ni aquellas cuya cuantía sea inferior al 5 por ciento del valor de la inversión reconocida al grupo sobre el que se realiza la nueva inversión.

Asimismo, tendrán la consideración de nuevas inversiones las inversiones en sistemas automáticos de control de generación necesarios para ofrecer el servicio de banda de regulación. [...]»

Noveno.- Sobre los requerimientos de dotación de protecciones en las instalaciones de consumo.

Los requisitos definidos en el anexo de la propuesta de P.O. 11.1 son de obligado cumplimiento para todas las instalaciones que comprenden el sistema eléctrico español y se encuentren dentro de la red definida en el apartado 2 de su capítulo 1 – es decir, red de transporte, red de no transporte, instalaciones de generación e instalaciones de almacenamiento-. No obstante, en el apartado 1.10.3 del citado anexo, se encuentran medidas que afectan a la demanda. En particular, se contempla la inclusión de relés de deslastre de carga que parece afectar a consumidores conectados a la red de transporte¹⁴.

A este respecto, se considera que debería aclararse en el texto si la inclusión de este requerimiento impone obligaciones de inversión en estos equipos a los consumidores conectados a la red de transporte. Y si eso fuera así, debería analizarse el impacto económico de esta medida para las instalaciones de demanda ya existentes o que ya cuenten con permiso de acceso y conexión, para valorar en su caso, la inclusión de la equipación necesaria en la planificación correspondiente.

V. CONCLUSIONES

La ‘Propuesta de resolución de la Secretaría de Estado de Energía por la que se aprueba un procedimiento de operación para adoptar los criterios generales de protección del Sistema Eléctrico Español’ (CGP-SEE) está alineada con la necesaria actualización de los principios que deben regir la operación del sistema para reforzar su fiabilidad y estabilidad, dotándolo de instrumentos de protección acordes a las exigencias del presente escenario tecnológico.

¹⁴ Apartado 1.10.3 del anexo del P.O 11.1: “Ante una bajada brusca de la frecuencia el Operador del Sistema fija la instalación de protecciones de subfrecuencia en las centrales de bombeo, en determinados consumidores alimentados desde la red de Transporte y en la red de Distribución en algunas de las posiciones que alimentan demanda, de forma que mediante su actuación se reduce la demanda del sistema para favorecer la recuperación de la frecuencia hacia el valor de regulación. Tanto en el Sistema Eléctrico Peninsular como en los Sistemas Eléctricos no Peninsulares deberán existir, a criterio del Operador del Sistema y de acuerdo con la normativa aplicable, relés de deslastre de carga por subfrecuencia que actúen en situaciones en las que exista un déficit de generación que provoque una subfrecuencia en el sistema que no pueda recuperarse a través de la regulación primaria.”

Se comparte la conveniencia de unificar, en un único procedimiento, los CGP aplicables tanto al sistema eléctrico peninsular como a los sistemas de los territorios no peninsulares, pues aporta coherencia normativa y permitirá una más sencilla y mejor coordinación operativa con los agentes, aun manteniendo allí donde es necesario las particularidades propias de los sistemas no peninsulares mediante el establecimiento de umbrales y exigencias diferenciadas adaptadas a sus características singulares.

Si bien el plazo de cinco años concedido para la adaptación de las instalaciones a los nuevos CGP se considera suficientemente amplio con carácter general, se hace ver la conveniencia de evaluar el grado de avance y los resultados obtenidos durante los tres primeros años de aplicación, para mejor valorar la ejecución coordinada de todas las tareas necesarias.

Esta evaluación requerirá la realización por parte del OS de un informe en el que se expongan de manera detallada, al menos, los hitos esperados, su grado de implementación, las medidas correctivas necesarias, así como, en su caso, una revisión de la planificación temporal de implementación, a la vista de los resultados y de su grado de avance. Tendrá carácter anual y se remitirá a la CNMC para que, en el ejercicio de sus funciones, puedan realizar la debida supervisión. Asimismo, pasados los tres primeros años de aplicación, los resultados de dicho informe de análisis deberán hacerse públicos y debatirse dentro del marco de trabajo conjunto de la coordinación entre agentes liderado por el OS.

En el caso de que los posibles retrasos detectados, así como cualquier otra circunstancia pudiera poner en peligro la finalización de la adecuación en el plazo establecido de los 5 años previstos, el OS deberá convocar una sesión del Grupo de Análisis de Incidentes (GRAI), del que el OS es el encargado, donde expondrá el posible incumplimiento, las incidencias detectadas que lo desencadenan, así como el marco correctivo identificado y los nuevos plazos requeridos.

De otro lado, esta Sala respalda el principio de prevalencia de las protecciones de la red de transporte frente a las de generación; cualquier flexibilización del mismo deberá circunscribirse a supuestos concretos y debidamente justificados.

Se recomienda establecer claramente la metodología, los plazos y el medio para comunicar la identificación las zonas con alta concentración de generación basada en electrónica de potencia. Además, los gestores de las redes de distribución deben tener acceso confidencial al listado exhaustivo de las instalaciones de generación y almacenamiento conectadas a nudos de sus redes con un tiempo crítico inferior a 1 segundo.

Se considera que el listado de perturbaciones a identificar por las protecciones de los generadores debería formular de forma exhaustiva aquellas que, cuando menos, necesariamente deben ser detectadas. Este listado deberá establecerse de manera reglada y estar a disposición de los titulares de las unidades de generación, así como de la CNMC.

Sin perjuicio de la adopción generalizada de la doble protección diferencial para salvaguardar los elementos de la red crítica, principio que esta Sala favorece, el informe identifica algunas cuestiones relacionadas que podrían requerir clarificación expresa, como por ejemplo en qué circunstancias sería admisible alimentar una redundancia mediante doble batería, cuándo se permitiría la medida de sobreintensidades en la salida como alternativa al neutro, y si todos los interruptores de tensiones inferiores a 220 kV sin redundancia completa deberán equipar la función de protección de fallo de interruptor. Dicha explicación deberá incluirse en el Procedimiento de Operación que finalmente sea aprobado y publicado en el Boletín Oficial del Estado.

Por otra parte, se requiere la incorporación de una serie de clarificaciones en relación con el requerimiento por parte del OS de Relés de Maniobra Controlada u otras tecnologías capaces de anular el transitorio de energización de los transformadores, de forma que, por un lado se aclare que en los casos de instalaciones de generación la dotación del equipamiento así como su titularidad y operación y mantenimiento corresponden al titular de generación, mientras que en el caso de los puntos frontera transporte-distribución, esta obligación corresponde al titular de las instalaciones de transporte. Dicha aclaración se considera necesaria con el objeto de establecer las obligaciones de cada uno de los sujetos, acorde a lo establecido en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre. En ambos casos, tanto los distribuidores como los titulares de las instalaciones de generación deberán coordinarse con el OS para garantizar el correcto funcionamiento del dispositivo, incluyendo la dotación de equipos de medida y señales, necesarios para su operación.

Por otro lado, se hace ver que en el caso particular de las instalaciones de producción preexistentes receptoras de retribución adicional ubicadas en los territorios no peninsulares, para que los costes incurridos por necesidades de adaptación a los nuevos CGP-SEE por un importe inferior al 5 % de la inversión reconocida pudieran ser consideradas a efectos retributivos, sería necesario introducir una excepción expresa análoga a la prevista en su día en relación con las inversiones requeridas para proveer el servicio de banda de regulación.

Finalmente, con el objeto de mitigar el impacto para las instalaciones de consumo derivado de los requerimientos de protecciones que se incorporan en la nueva propuesta, particularmente en lo que se refiere a los relés de deslastre de carga por subfrecuencia, se considera necesario que la dotación de dichos

dispositivos de protección sea sufragada a cargo del sistema incluyéndose dentro de la Planificación vigente.

En caso de no poder afrontarse con carácter general para todos los consumidores atendiendo a razones de inversión excesiva y sostenibilidad económico financiera del sistema, al menos deberá sufragarse a cargo del Sistema para las instalaciones de consumo existentes ya conectadas a la red de transporte, así como para aquellas instalaciones de consumo que cuenten con permisos de acceso y conexión concedidos o con solicitudes admitidas a trámite pendientes de la aceptación de la propuesta previa, ya emitida por parte del gestor de la red de transporte, a la fecha de entrada en vigor de la propuesta.

ANEXO 1: LISTADO DE ALEGACIONES DEL CONSEJO CONSULTIVO DE ELECTRICIDAD

Se han recibido alegaciones de:

Administraciones públicas:

- Dirección General de Consumo (presenta informe sin observaciones)

Asociaciones:

- AEGE (Asociación de empresas con Gran Consumo de Energía)
- AELEC (Asociación de empresas de Energía Eléctrica)

ANEXO 2: SÍNTESIS DE ALEGACIONES DEL CONSEJO CONSULTIVO DE ELECTRICIDAD

[INICIO CONFIDENCIAL]

[FIN CONFIDENCIAL]