I. DISPOSICIONES GENERALES

MINISTERIO PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA Y EL RETO DEMOGRÁFICO

24926 *Real Decreto 1064/2026, de 26 de noviembre, 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.*

I

La transición energética que actualmente está atravesando el sistema energético español está reconfigurando de manera profunda los modelos de producción y consumo de energía eléctrica en todo el territorio nacional.

Por el lado de la oferta, las tecnologías renovables ya desempeñan en la actualidad un rol innegablemente protagonista, con cuotas de producción anual que han superado el 50 por ciento del mix de generación de energía eléctrica. Este proceso de descarbonización del sector eléctrico está lejos de detenerse, gracias al importante contingente de proyectos renovables que actualmente se encuentra en fase de tramitación y construcción, y ha generado a su vez un efecto de atracción de nuevas demandas que buscan los costes competitivos de energía que ofrecen las energías renovables.

Por el lado de la demanda de energía eléctrica, aunque esta transformación se encuentra en una etapa previa, los nuevos vectores de consumo ya están suponiendo un incremento de solicitudes sobre las redes de transporte y de distribución de energía eléctrica para atender a estas demandas. Los procesos de descarbonización y electrificación de la industria, los nuevos proyectos estratégicos para la descarbonización del transporte marítimo y terrestre, el hidrógeno renovable como nuevo vector energético o el consumo asociado a los centros de datos para atender a las necesidades de digitalización e inteligencia artificial van a suponer un cambio profundo en el uso y consumo de la energía eléctrica producida en España.

A los cambios en la oferta y demanda antes mencionados debe añadírsele la irrupción del almacenamiento como instrumento para dotar al sistema eléctrico de la necesaria flexibilidad y firmeza en este proceso de transición energética. Los 22,5 GW de almacenamiento que el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) prevé que se encuentren en funcionamiento en 2030 contribuirán de forma decisiva a la consecución de los objetivos de reducción de emisiones a los que se ha comprometido el Reino de España.

Para garantizar la integración efectiva y segura en el sistema eléctrico de todos estos proyectos, así como para maximizar el aprovechamiento de las redes existentes, resulta imprescindible establecer y actualizar los requisitos técnicos que deberán cumplir dichas instalaciones.

La última actualización de estos requisitos tuvo lugar con la aprobación del paquete normativo formado por 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 eléctrica, 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.

Estos requisitos se establecieron en desarrollo de los denominados códigos de red de conexión, a saber: el Reglamento (UE) 2016/631 de la Comisión, de 14 de abril de 2016, que establece un código de red sobre requisitos de conexión de generadores a la red, el Reglamento (UE) 2016/1388 de la Comisión, de 17 de agosto de 2016, por el

cve: BOE-A-2026-24926
Verificable en https://www.boe.es

que se establece un código de red en materia de conexión de la demanda, y el Reglamento (UE) 2016/1447 de la Comisión, de 26 de agosto de 2016, por el que se establece un código de red sobre requisitos de conexión a la red de sistemas de alta tensión en corriente continua y módulos de parque eléctrico conectados en corriente continua.

Habiendo transcurrido casi diez años desde la aprobación de los citados códigos de red de conexión europeos y sin que estos se hayan actualizado desde entonces (a pesar de los intentos por parte de las instituciones europeas por impulsar su reforma), resulta imprescindible impulsar una actualización desde el ámbito nacional para anticipar y adaptar dicha regulación a la nueva realidad de la operación del sistema eléctrico.

Esta actualización resulta necesaria por varios motivos. En primer lugar, el propio contenido de los requisitos de conexión debe adaptarse a las nuevas realidades de la operación del sistema, tanto para los requisitos de conexión aplicables a las instalaciones de generación como, y en especial, a las instalaciones de demanda, a la vista de nuevas tipologías de demanda que eran inexistentes o residuales en el sistema, pero que se prevé que tengan un crecimiento significativo. Precisamente para estas últimas, su relevancia no solo tiene influencia sobre la propia seguridad del sistema eléctrico, sino desde la perspectiva de los cálculos de capacidad de acceso a las redes de transporte de energía eléctrica, ya que estos nuevos requisitos (fundamentalmente los asociados a los requisitos de robustez) permitirán ampliar las posibilidades de acceso y conexión a las nuevas demandas. De lo contrario, gran parte de estas capacidades quedarían limitadas por la aplicación del criterio dinámico establecido en la Resolución de 1 de diciembre de 2025, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen las especificaciones de detalle para la determinación de la capacidad de acceso de la demanda a las redes de transporte de electricidad. En aquellas partes de la red en que el criterio limitante a la capacidad disponible es el criterio dinámico, no es posible habilitar nueva capacidad mediante inversiones en el refuerzo de la red, sino que es necesario asegurar requisitos de robustez a las demandas ya previstas y a las futuras, para que su comportamiento no impida la conexión de nuevas demandas. Es decir, la aplicación de las nuevas especificaciones contribuirá simultáneamente a la mayor seguridad en la operación y gestión de las redes y servirá de palanca para la optimización de las capacidades de estas.

En segundo lugar, esta actualización resulta imprescindible para extender los requisitos de conexiones a las instalaciones de almacenamiento. Este tipo de instalaciones no fueron consideradas en la primera iteración de los códigos de red europeos y, aunque de manera transitoria la normativa nacional ha previsto una aplicación análoga a los requisitos de generación (de acuerdo con lo previsto en la disposición adicional primera de la Orden TED/749/2020, de 16 de julio), resulta necesario establecer un marco normativo propio para este tipo de instalaciones, a la vista del papel protagonista que se prevé que adopte el almacenamiento en el sistema eléctrico español muy próximamente.

Un tercer motivo para actualizar estos requisitos de conexión es la necesidad de actualizar los requisitos de conexión de aplicación a los territorios no peninsulares. Hasta la fecha, las novedades en materia de conexión introducidas por los códigos de red europeos y por la normativa nacional de desarrollo no se habían extendido a los territorios no peninsulares, resultando de aplicación los requisitos de conexión aprobados mediante Resolución de 1 de febrero de 2018, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueba el procedimiento de operación 12.2 «Instalaciones conectadas a la red de transporte y equipo generador: requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento, puesta en servicio y seguridad» de los sistemas eléctricos no peninsulares.

Teniendo en cuenta la paulatina sustitución del parque generador en los territorios no peninsulares, así como la entrada de tecnologías renovables y almacenamiento en estos territorios, resulta esencial actualizar estos requisitos de conexión a estos sistemas, contribuyendo así tanto a seguir reforzando la robustez de estos sistemas, como

cve: BOE-A-2026-24926
Verificable en https://www.boe.es

habilitando nueva capacidad para facilitar una mayor integración de generación renovable, almacenamiento y nuevas demandas en estos territorios.

Finalmente, esta norma incorpora requisitos adicionales de conexión planteados por el operador del sistema como resultado del mandato establecido en el artículo 4 del Real Decreto 997/2025, de 5 de noviembre, por el que se aprueban medidas urgentes para el refuerzo del sistema eléctrico. Dicho precepto exigía que el operador del sistema presentara 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, en su caso, pudiera incluir una propuesta de modificación normativa.

En fecha 6 de febrero de 2026 tuvo entrada en el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico los resultados de este proceso de análisis y revisión llevado a cabo por el operador del sistema en relación a los tres primeros apartados, a), b) y c) de la operación del sistema enumerados en el citado artículo 4 del Real Decreto 997/2025, de 5 de noviembre.

Teniendo en cuenta que algunos de estos requisitos pertenecen al ámbito objetivo de este real decreto se ha optado por incorporarlos en esta norma. Estos requisitos son, en particular, los correspondientes con los requisitos de conexión relacionados con la obligación de no introducir oscilaciones adversas al sistema eléctrico, los requisitos de calidad de producto, los requisitos de estabilidad en la inyección de potencia frente a huecos de tensión y los requisitos de amortiguamiento de las oscilaciones de potencia.

En consecuencia, por medio de esta norma se da cumplimiento parcial a lo dispuesto en el apartado segundo del referido artículo 4 del Real Decreto 997/2025, de 5 de noviembre, y se dicta de conformidad con lo previsto en el artículo 3.11 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, y con la habilitación al Gobierno de su disposición final cuarta.1. Por último, el resto de las medidas normativas planteadas por el operador del sistema serán abordadas en un momento posterior.

II

Esta norma se ha elaborado teniendo en cuenta los principios de buena regulación, a los que se refiere el artículo 129.1 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas.

En particular, la norma cumple los principios de necesidad y eficacia al considerarse que es el instrumento idóneo para conseguir los objetivos perseguidos, en concreto, para definir y desarrollar los requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento y seguridad de conexión que resulten de aplicación a todo el territorio nacional para las diferentes tecnologías que se conectan a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.

Asimismo, cumple el principio de proporcionalidad al regular aspectos que se consideran imprescindibles para la consecución del objetivo principal de la norma, sin que existan otras medidas menos restrictivas de derechos o que impongan menos obligaciones a los destinatarios.

Se entiende satisfecho también el principio de seguridad jurídica, dado que la norma contribuye a establecer reglas objetivas y transparentes para todos los agentes e instalaciones que están conectadas o van a conectarse al sistema eléctrico nacional.

La norma cumple el principio de transparencia, en la medida en que el proyecto ha sido sometido a audiencia pública y el mismo describe en su preámbulo y en su memoria los objetivos que se persiguen. Finalmente, el principio de eficiencia se satisface al no introducir cargas administrativas innecesarias o accesorias, y racionaliza, en su aplicación, la gestión de los recursos públicos.

Este real decreto no ha sido sometido a la consulta pública a la que se refiere el artículo 26.2 de la Ley 50/1997, de 27 de noviembre, del Gobierno, al concurrir las circunstancias previstas en dicho precepto relativas a la regulación de aspectos parciales de una materia y a la existencia de razones graves de interés público que justifican su omisión.

cve: BOE-A-2026-24926
Verificable en https://www.boe.es

Así, en primer lugar, al regularse en el mismo aspectos parciales de una materia, en este caso, aspectos concretos relativos a la aplicabilidad y al desarrollo de cuestiones reguladas en los códigos de red de conexión, sin abordar una ordenación integral de esta materia y teniendo en cuenta que esta norma ni sustituye ni deroga el contenido normativo del 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 eléctrica, 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, si no que los complementa.

En segundo lugar, concurren razones graves de interés público que justifican la no elaboración de una consulta pública previa, ya que la aprobación y actualización de estos requisitos de conexión resulta crucial para reforzar la operación del sistema y la maximización del uso de las capacidades de acceso y conexión de las redes de transporte y distribución. La transformación del sistema eléctrico, caracterizada por una creciente penetración de generación basada en convertidores electrónicos de potencia, la incorporación de nuevas tipologías de demanda y el despliegue del almacenamiento, exige que las instalaciones que se conecten a las redes dispongan de capacidades técnicas adecuadas para responder ante perturbaciones de tensión y frecuencia, evitar la generación o el agravamiento de oscilaciones adversas y contribuir a la estabilidad del conjunto del sistema. Esta necesidad presenta, además, una dimensión específica en materia de acceso a las redes. En particular, la aplicación de los criterios dinámicos de cálculo de capacidad de acceso de la demanda puede limitar significativamente la capacidad disponible en determinados nudos cuando no se garantiza un comportamiento suficientemente robusto de las instalaciones conectadas. La incorporación de los requisitos técnicos previstos en esta norma permite abordar esta limitación desde la perspectiva del comportamiento de las propias instalaciones, evitando que la conexión de nuevas demandas pueda comprometer la capacidad disponible en otros nudos de la red y favoreciendo, de este modo, la integración segura de nuevos consumos eléctricos. La necesidad de esta actualización resulta igualmente relevante para los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares, cuyas características particulares y menor interconexión hacen especialmente importante disponer de requisitos técnicos actualizados que permitan integrar nuevas instalaciones renovables, de almacenamiento y de demanda sin menoscabar la seguridad de suministro. A ello se añade la necesidad de incorporar determinadas medidas técnicas planteadas por el operador del sistema en cumplimiento del mandato establecido en el artículo 4 del Real Decreto 997/2025, de 5 de noviembre, a partir del análisis de las condiciones de operación del sistema eléctrico y de las necesidades de refuerzo identificadas tras los acontecimientos del 28 de abril de 2025.

De conformidad con el artículo 26.6 de la citada Ley 50/1997, de 27 de noviembre, el trámite de audiencia ha sido evacuado mediante consulta a los representantes del Consejo Consultivo de Electricidad, de acuerdo con lo previsto en la disposición transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Las comunidades autónomas y las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla han participado en el trámite de audiencia a través de dicho Consejo Consultivo de Electricidad en el que están representadas. Adicionalmente, este real decreto ha sido sometido a audiencia e información pública, mediante su publicación en el portal web del actual Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

Según lo establecido en el artículo 5.2.a) de la mencionada Ley 3/2013, de 4 de junio, lo dispuesto en este real decreto ha sido informado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en su informe denominado «Informe sobre 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», aprobado por el Consejo en pleno en su sesión del día 16 de junio.

cve: BOE-A-2026-24926
Verificable en https://www.boe.es

Por último, mediante acuerdo del Consejo de Ministros de 13 de octubre de 2026, se autorizó su tramitación administrativa urgente prevista en el artículo 27.1.b) de la Ley 50/1997, de 27 de noviembre, del Gobierno, a fin de contribuir a la agilización del proceso de electrificación de la economía española, imprescindible en un contexto de crisis energética derivada del conflicto en el estrecho de Ormuz, iniciado en febrero de 2026. En particular, el contexto energético internacional se ha visto significativamente alterado como consecuencia de la crisis derivada del citado conflicto, que ha puesto de manifiesto la importancia estratégica de acelerar la electrificación de la economía y reducir la exposición del sistema energético español a las perturbaciones de los mercados internacionales de combustibles fósiles. En este contexto, resulta prioritario facilitar la incorporación segura y eficiente de nuevos consumos eléctricos industriales y de otros usos estratégicos de la electricidad, aprovechando al máximo las infraestructuras de red existentes y las inversiones previstas. A estas circunstancias se suma la aprobación del Real Decreto 640/2026, de 29 de julio, por el que se regulan los planes de inversión de las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, que prevé un incremento significativo de las inversiones en dichas redes a partir de 2027, incluyendo la posibilidad de nuevas inversiones ya en 2026. La puesta en marcha de este nuevo ciclo inversor requiere disponer con suficiente antelación de un marco técnico actualizado que permita diseñar, dimensionar, tramitar y conectar las nuevas instalaciones conforme a requisitos homogéneos y adecuados a las necesidades presentes y futuras de operación del sistema, evitando incertidumbres regulatorias, posteriores adaptaciones de los proyectos y posibles ineficiencias en el aprovechamiento de las inversiones realizadas. Asimismo, la aprobación de esta norma resulta necesaria para trasladar al marco regulatorio los resultados del proceso de análisis y revisión efectuado por el operador del sistema en cumplimiento del artículo 4 del Real Decreto 997/2025, de 5 de noviembre, cuyos resultados fueron remitidos al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico el 6 de febrero de 2026. Dicho análisis puso de manifiesto la necesidad de incorporar requisitos adicionales relativos, entre otros aspectos, a la calidad de producto, la respuesta de las instalaciones ante huecos de tensión, la amortiguación de oscilaciones de potencia y la prevención de comportamientos adversos para la estabilidad del sistema eléctrico.

La concurrencia de estas circunstancias hace necesario que el nuevo marco regulatorio esté aprobado y publicado con suficiente antelación a su fecha prevista de aplicación, el 1 de enero de 2027, de manera que los nuevos proyectos de generación, almacenamiento y demanda puedan incorporar desde su diseño los requisitos técnicos exigibles y los gestores de las redes dispongan de criterios suficientemente definidos para evaluar su conexión y puesta en servicio. Un retraso en la aprobación de la norma incrementaría la incertidumbre en un momento de intensificación de las inversiones y solicitudes de conexión, dificultaría la adaptación de los proyectos al nuevo marco técnico y retrasaría la plena efectividad de las medidas necesarias para reforzar la seguridad y optimizar la utilización de las redes.

La tramitación urgente resulta, por tanto, proporcionada a la naturaleza de los intereses públicos afectados y a la necesidad de dotar de certidumbre regulatoria, antes del inicio del nuevo periodo de aplicación, a las inversiones y proyectos que van a incorporarse al sistema eléctrico, sin que ello suponga alterar el régimen aplicable a las instalaciones existentes, salvo en los supuestos de modificación sustancial previstos en la norma.

Efectivamente, los contenidos de este real decreto contribuyen a una mayor disponibilidad de capacidad de red, en particular para las vinculadas a procesos de electrificación industrial y a nuevos usos estratégicos de la electricidad, dado el carácter inminente de nuevas inversiones en redes eléctricas derivadas del Real Decreto 640/2026, de 29 de julio, por el que se regulan los planes de inversión de las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, por el que se prevé un incremento significativo de las inversiones en las redes de transporte y distribución de electricidad ya desde el año 2027, incluyendo la posibilidad de nuevas inversiones en 2026.

cve: BOE-A-2026-24926
Verificable en https://www.boe.es

Este real decreto se dicta al amparo de lo establecido en el artículo 149.1.13.ª y 25.ª de la Constitución Española, que atribuye al Estado la competencia exclusiva para determinar las bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica, y las bases del régimen minero y energético, respectivamente.

En su virtud, a propuesta de la Vicepresidenta Tercera del Gobierno y Ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, con la aprobación previa del Ministro para la Transformación Digital y de la Función Pública, de acuerdo con el Consejo de Estado, y previa deliberación del Consejo de Ministros en su reunión del día 24 de noviembre de 2026,

DISPONGO:

CAPÍTULO I

Disposiciones generales

Artículo 1. *Objeto.*

Este real decreto tiene por objeto establecer los requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento y seguridad de las instalaciones que se conecten a la red de transporte, así como de las instalaciones de generación, demanda, almacenamiento, sistemas de alta tensión en corriente continua (HVDC) y de cualquier otro tipo que se conecten a las redes de transporte y distribución del Sistema Eléctrico Español.

Asimismo, este real decreto incorpora determinados requisitos adicionales de conexión derivados del proceso de análisis y revisión realizado por el operador del sistema en cumplimiento de lo previsto en el artículo 4 del Real Decreto 997/2025, de 5 de noviembre.

Artículo 2. *Ámbito de aplicación.*

1. Lo dispuesto en el presente real decreto será de aplicación a:

a) El operador del sistema.
b) El transportista único y a los distribuidores que excepcionalmente sean titulares de instalaciones de transporte.
c) Los distribuidores, en calidad de titulares y gestores de la red de distribución, así como los titulares de las redes de distribución cerradas previstas en el Real Decreto 314/2023, de 25 de abril, por el que se desarrolla el procedimiento y los requisitos para el otorgamiento de la autorización administrativa de las redes de distribución de energía eléctrica cerradas.

2. Asimismo, lo dispuesto en el presente real decreto será de aplicación a las siguientes instalaciones tanto del Sistema Eléctrico Peninsular Español como del Sistema Eléctrico No Peninsular que, de conformidad con el apartado 3, tengan la consideración de nuevas instalaciones:

a) Los módulos de generación de electricidad, con independencia de si se conectan a la red de transporte o de distribución;
b) Las instalaciones de demanda, con independencia de si se conectan a la red de transporte o de distribución;
c) Las instalaciones de distribución que se conecten a la red de transporte;
d) Los sistemas HVDC y los módulos de parque eléctrico conectados en corriente continua
e) Los módulos de almacenamiento, con independencia de si se conectan a la red de transporte o de distribución;

cve: BOE-A-2026-24926
Verificable en https://www.boe.es

f) Los compensadores síncronos, con independencia de si se conectan a la red de transporte o de distribución;

g) Cualquier otro tipo de instalación que se conecte a la red de transporte.

Asimismo, el presente real decreto será también de aplicación a las instalaciones híbridas en las que alguno de sus módulos de generación de electricidad o de almacenamiento se encuentre afectado por el mismo, de conformidad con lo dispuesto en el presente apartado.

3. A efectos de lo dispuesto en el presente real decreto, se considerarán nuevas instalaciones aquellas conectadas y puestas en servicio a partir del 1 de enero de 2027.

Por su parte, se considerarán instalaciones existentes aquellas conectadas y puestas en operación con anterioridad a la fecha señalada.

4. A efectos del presente real decreto, se entenderá que una instalación se encuentra conectada y puesta en servicio cuando haya obtenido el título, autorización o notificación que, de acuerdo con la normativa aplicable a su respectiva tipología, habilite para su puesta en funcionamiento o explotación.

5. Lo dispuesto en el presente artículo se entenderá sin perjuicio de aquellos requisitos de conexión que, de acuerdo con lo dispuesto en los anexos II y III del presente real decreto, resulten únicamente de aplicación a las instalaciones que se conecten y pongan en servicio una vez transcurridos dos años desde su entrada en vigor.

6. Lo dispuesto en el presente real decreto también será de aplicación a aquellas instalaciones existentes que sean objeto de una modificación sustancial, de acuerdo con lo previsto en el artículo 4.

Artículo 3. *Definiciones.*

A los efectos del este real decreto, aplicarán las definiciones recogidas en el artículo 2 del Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016, en el artículo 2 del Reglamento (UE) 2016/1388, de 17 de agosto de 2016, en el artículo 2 del Reglamento (UE) 2016/1447, de 26 de agosto de 2016, y en el artículo 3 de la Orden TED 749/2020, de 16 de julio.

Asimismo, serán de aplicación las siguientes definiciones:

a) «Equipamiento de almacenamiento»: es el equipamiento de una instalación que permite almacenar energía eléctrica y diferir su inyección a la red, con independencia de que esté conectado en una red interior de un consumidor e independientemente de que tenga capacidad técnica y legal de absorber potencia de la red.

b) «Módulo de almacenamiento» o «MA»: es el equipamiento de almacenamiento que inyecta y/o absorbe (si dispone de capacidad técnica y legal para ello) su energía a la red a través de alternadores o convertidores electrónicos propios, en cuyo caso, se considerará como un módulo independiente a los efectos de aplicabilidad de requisitos técnicos. El módulo de almacenamiento podrá ser síncrono o de parque eléctrico en función de que utilice generadores síncronos o inversores para conectarse a la red respectivamente. Se podrá conectar a la red de forma independiente o en una instalación híbrida.

c) «Capacidad máxima del módulo de almacenamiento»: es el valor de la potencia activa máxima declarada por el titular que puede ser inyectada a la red de forma permanente por el módulo de almacenamiento cumpliéndose simultáneamente los requisitos técnicos requeridos que correspondan mientras que tenga disponibilidad de energía.

d) «Capacidad máxima de importación del módulo de almacenamiento»: es el valor de la potencia activa máxima declarada por el titular que puede ser absorbida de la red de forma permanente por el módulo de almacenamiento cumpliéndose simultáneamente los requisitos técnicos requeridos que correspondan mientras que tenga disponibilidad de almacenar energía.

cve: BOE-A-2026-24926
Verificable en https://www.boe.es

e) «Mínimo técnico de operación en consumo» o «Pmin-C»: es el valor la potencia activa mínima, según se especifique en el acuerdo de conexión o se acuerde entre el gestor de red pertinente y el propietario de la instalación de demanda de electricidad, en el que ésta puede funcionar sin impacto negativo en el proceso inherente asociado a la misma.

f) «Instalación híbrida»: es la instalación con acceso a un mismo punto de conexión de la red compuesta, por uno o varios módulos de generación de electricidad y, opcionalmente, uno o varios módulos de almacenamiento, que empleen distintas tecnologías de generación y/o almacenamiento de acuerdo a lo establecido en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

g) «Oscilación adversa»: es una oscilación sostenida en las magnitudes del sistema eléctrico (tensión, frecuencia, flujos de potencia activa o reactiva por las líneas, etc.) relacionada con la introducción en el sistema de una perturbación con origen en instalaciones concretas. Esto incluye las denominadas oscilaciones forzadas, así como otras oscilaciones asociadas al mal funcionamiento de los controles.

h) «Armónicos»: la tensión armónica se define como la tensión sinusoidal cuya frecuencia es un múltiplo entero de la frecuencia fundamental de la tensión de alimentación.

i) «Desequilibrio de tensión»: estado en el cual los valores eficaces de las tensiones de las fases o sus desfases entre tensiones de fase consecutivas, en un sistema trifásico, no son iguales.

j) «Parpadeo («flicker»)»: fluctuaciones de tensión en el punto de conexión que, trasladadas al nivel de tensión del consumidor, pueden provocar variaciones de la luminancia del alumbrado y causar la impresión subjetiva de inestabilidad de la sensación visual.

k) «Instalación de enlace»: conjunto de elementos que, independientemente del régimen de actividad del que forman parte, posibilitan la conexión entre instalaciones no transporte y la red de transporte, y que son considerados de forma conjunta y coordinada respecto del diseño, montaje, pruebas y puesta en servicio.

l) «Unidad de generación de electricidad» o «UGE»: planta de generación principal que convierte una fuente primaria de energía en electricidad y que está conectada de manera síncrona a la red o que está conectada de manera no síncrona a la red.

m) «Centro de datos»: toda estructura o grupo de estructuras utilizadas de acuerdo con los requisitos establecidos en el anexo A, punto 2.6.3.1.16, del Reglamento (CE) n.º 1099/2008 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 22 de octubre de 2008, relativo a las estadísticas sobre energía, conforme al artículo 2 de la Directiva (UE) 2023/1791. Esta expresión comprende los centros de procesamiento de datos a que se refiere la disposición adicional primera del Real Decreto-ley 7/2026, de 20 de marzo.

n) «Producción de H2 y derivados»: es una unidad de demanda que transforma la energía eléctrica en gases (como hidrógeno o, tras un proceso posterior de metanación, metano sintético u otros gases).

ñ) «Vehículos eléctricos»: se entiende por vehículo alimentado total o parcialmente con energía eléctrica y que solo puede tomar electricidad de la red mediante una infraestructura de recarga para vehículos eléctricos.

o) «Infraestructura de recarga de vehículos eléctricos»: se entiende por la infraestructura necesaria para transferir de forma segura la energía eléctrica desde la red de suministro hasta el vehículo eléctrico con comportamiento únicamente consumidor. Los cableados eléctricos no se consideran parte del equipo de suministro para vehículos eléctricos.

Artículo 4. *Modificación sustancial de las instalaciones.*

1. Aquellas instalaciones del Sistema Eléctrico Español que, de conformidad con el artículo 2, no les resulte de aplicación lo previsto en este real decreto por encontrarse conectadas y puestas en servicio a su entrada en vigor, y que acometan una modificación sustancial, pasarán a estar obligadas a cumplir con los requisitos de

cve: BOE-A-2026-24926
Verificable en https://www.boe.es

conexión definidos en este real decreto. A estos efectos, se entenderá por modificación sustancial aquella modificación que cumpla alguna de las siguientes condiciones:

a) En el caso de los módulos de generación de electricidad y de los módulos de almacenamiento, con independencia de si se conectan a la red de transporte o de distribución:

1.º Si la modificación implica un incremento de potencia superior al 20 % de la capacidad máxima del módulo de generación de electricidad. A estos efectos, se tendrá en cuenta el carácter acumulativo de los incrementos de capacidad que tengan lugar a partir de la entrada en vigor del presente real decreto.

2.º Si la modificación consiste en la sustitución o modernización de los equipos que constituyen la planta de generación principal, cuando dicha sustitución o modificación afecte a un porcentaje superior al 70% de la potencia instalada del módulo de generación de electricidad o del módulo de almacenamiento. A estos efectos, se tendrá en cuenta el carácter acumulativo de los incrementos de capacidad que tengan lugar a partir de la entrada en vigor del presente real decreto.

En el caso de los módulos de generación de electricidad síncronos y de los módulos de almacenamiento de tipo síncrono, se considerará como modernización o sustitución de los equipos de planta de generación principal, la modernización o sustitución del conjunto formado por el elemento motriz y el alternador.

En el caso de los módulos de parque eléctrico, se considerará como modernización o sustitución de los equipos de planta de generación principal, la modernización o sustitución del conjunto formado por el inversor, en caso de existir, y la unidad generadora de electricidad, si esta tuviera impacto relevante en las capacidades técnicas del módulo de parque eléctrico.

En el caso de los módulos de almacenamiento de tipo parque eléctrico, se considerará como modernización o sustitución de los equipos de planta de almacenamiento principal la modernización o sustitución de los inversores.

En el caso de instalaciones fotovoltaicas, las referencias a la potencia instalada en el presente apartado se entenderán referidas a la potencia máxima del inversor o, en su caso, a la suma de las potencias máximas de los inversores.

b) En el caso de las instalaciones de demanda, con independencia de si se conectan a la red de transporte o de distribución:

1.º Si se modifica un equipo o conjunto de equipos que tenga una potencia individual o agregada de al menos el 50% de la potencia contratada máxima de todos los períodos tarifarios por el conjunto de la instalación de demanda. A estos efectos, se tendrá en cuenta el carácter acumulativo de los incrementos de capacidad que tengan lugar a partir de la entrada en vigor del presente real decreto.

Para las instalaciones de autoconsumo o con generación asociada al consumo conectadas a la red de transporte o distribución se considerará, en lugar de la potencia contratada máxima de todos los períodos tarifarios, la potencia máxima de todos los períodos tarifarios asociada al consumo.

2.º Si se sustituyen elementos de la instalación de conexión, en cuyo caso será exclusivamente la instalación de conexión la que deba cumplir con los requisitos que establece el presente real decreto.

Asimismo, mediante orden de la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico podrán aprobarse condiciones adicionales para determinar si una modificación realizada por una instalación de demanda tiene la consideración de modificación sustancial.

c) En el caso de las instalaciones de distribución que se conecten a la red de transporte, si se añade un nuevo transformador en una interfaz transporte-distribución o distribución-distribución o se sustituye el transformador de potencia por otro adquirido con posterioridad a la entrada en vigor del presente real decreto.

cve: BOE-A-2026-24926
Verificable en https://www.boe.es

2. Los titulares de las instalaciones que sean objeto de una modificación sustancial deberán informar al gestor de red pertinente y, en su caso, al operador del sistema, de los cambios efectuados en sus instalaciones, conforme a los procedimientos de intercambio de información vigentes en cada momento.

3. El operador del sistema, en coordinación con los gestores de las redes de distribución, definirá los intercambios de información necesarios para garantizar que dispone de información actualizada sobre las instalaciones conectadas a la red de distribución.

CAPÍTULO II

Criterios de clasificación de instalaciones

Artículo 5. *Evaluación de la significatividad de los módulos de generación de electricidad y de los módulos de almacenamiento.*

1. La evaluación de la significatividad de los módulos de generación de electricidad comprendidos en el ámbito de aplicación del presente real decreto se realizará de acuerdo con lo previsto en el artículo 8 del Real Decreto 647/2020, de 7 de julio, para los módulos ubicados en el Sistema Eléctrico Peninsular Español (en adelante, SEPE) y en su disposición adicional tercera para los módulos ubicados en el Sistema Eléctrico No Peninsular (en adelante, SENP).

2. A efectos del cumplimiento de los requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento y seguridad para la conexión a la red exigibles a los módulos de almacenamiento a los que resulte de aplicación el presente real decreto, conforme a lo dispuesto en el artículo 2, resultarán de aplicación los umbrales de significatividad previstos en el apartado 1 del artículo 8 del Real Decreto 647/2020, de 7 de julio, a los módulos del SEPE y los previstos en su disposición adicional tercera a los módulos del SENP.

3. En el caso de módulos de almacenamiento tipo parque eléctrico que se unan para formar una unidad económica y compartan punto de conexión, la evaluación de su significatividad se realiza según su capacidad agregada, siguiendo el mismo procedimiento que para los módulos de parque eléctrico que forman una unidad económica y comparten punto de conexión, conforme a lo previsto en el apartado 2 del artículo 8 del Real Decreto 647/2020, de 7 de julio.

4. Los umbrales de potencia activa establecidos en el artículo 8 del Real Decreto 647/2020, de 7 de julio, para la determinación de la significatividad de los módulos de generación de electricidad ubicados en el SEPE, así como los establecidos en su disposición adicional tercera para los módulos ubicados en el SENP, se aplicarán a los compensadores síncronos tomando como magnitud de referencia su capacidad máxima de potencia aparente, expresada en voltio-amperios (VA), en lugar de la potencia activa, expresada en vatios (W).

Artículo 6. *Tipologías de demanda.*

1. Las instalaciones de demanda se clasificarán, en función de su actividad, en las siguientes categorías:

a) Nuevas tipologías de demanda (NTD): centros de datos, producción de H2 y derivados, vehículos eléctricos e infraestructura de recarga de vehículos eléctricos.

b) Resto de tipologías de demanda (RTD): aquellas que no corresponden a ninguna de las NTD.

En caso de discrepancia en relación con la categoría de una instalación de demanda, su titular podrá solicitar al gestor de la red pertinente que se pronuncie sobre su clasificación, aportando para ello un informe técnico justificativo. El gestor de la red

cve: BOE-A-2026-24926
Verificable en https://www.boe.es

pertinente, en coordinación con el operador del sistema, deberá pronunciarse en el plazo de tres meses desde la recepción de la solicitud.

2. La evaluación de la significatividad de las instalaciones de demanda se realizará en función de su capacidad máxima de importación (Pmax-C), de acuerdo con los siguientes umbrales:

a) Para las instalaciones de demanda ubicadas en el SEPE:

1.º Tipo I: instalaciones de demanda cuya capacidad máxima de importación sea igual o superior a 20 MW e inferior a 50 MW.
2.º Tipo II: instalaciones de demanda cuya capacidad máxima de importación sea igual o superior a 50 MW.

b) Para las instalaciones de demanda ubicadas en los Sistemas Eléctricos No Peninsulares:

1.º Tipo I: instalaciones de demanda cuya capacidad máxima de importación sea igual o superior a 5 MW e inferior a 10 MW.
2.º Tipo II: instalaciones de demanda cuya capacidad máxima de importación sea igual o superior a 10 MW.

3. Cuando las instalaciones de demanda compartan punto de conexión, su significatividad se determinará en función de la suma de las capacidades máximas de importación de cada una de las instalaciones de demanda conectadas en dicho punto siempre que concurran las siguientes condiciones:

a) Que las instalaciones de demanda compartan instalaciones de conexión a la red de transporte o red de distribución o se encuentren en una misma referencia catastral, considerada ésta por sus primeros 14 dígitos.
b) Que las instalaciones de demanda pertenezcan a una misma categoría, de acuerdo con lo dispuesto en el presente anexo.

Cuando las condiciones anteriores no concurran, su significatividad se determinará individualmente por instalación de demanda.

4. Conforme a la clasificación establecida en este artículo, las instalaciones de demanda se denominarán primero según la categoría (NTD o RTD) y después, según su significatividad, dando lugar a las siguientes tipologías: NTD-I, NTD-II, RTD-I y RTD-II.

CAPÍTULO III

Requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento y seguridad para la conexión a la red

Artículo 7. *Requisitos técnicos de conexión a la red de aplicables por tipo de instalación.*

1. Las instalaciones a las que resulte de aplicación el presente real decreto deberán cumplir los requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento y seguridad para la conexión a la red establecidos en sus anexos, según corresponda:

a) Los módulos de generación de electricidad; las instalaciones de demanda; las instalaciones de distribución; las redes de distribución; los sistemas HVDC y módulos de parque eléctrico en corriente continua; los módulos de almacenamiento; y cualquier otra instalación tanto del SEPE como del SENP que se conecte a la red de transporte deberán cumplir los requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento y seguridad para la conexión a la red exigibles a las instalaciones que se conecten a la red de transporte, establecidos en el anexo I.

cve: BOE-A-2026-24926
Verificable en https://www.boe.es

b) Todo módulo de generación de electricidad, con independencia de que se conecte a la red de distribución o transporte, deberá cumplir los requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento y seguridad para la conexión a la red exigibles a los módulos de generación de electricidad, establecidos en el anexo II.

c) Toda instalación de demanda, con independencia de que se conecte a la red de distribución o transporte; y las instalaciones de distribución conectadas a la red de transporte deberán cumplir los requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento y seguridad para la conexión a la red exigibles a las instalaciones de demanda, establecidos en el anexo III.

d) Todos los sistemas HVDC y módulos de parque eléctrico en corriente continua deberán cumplir con los requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento y seguridad para la conexión a la red exigibles a los sistemas HVDC, establecidos en el anexo IV.

e) Todas las instalaciones híbridas que estén formadas, al menos, por un módulo de generación de electricidad o de almacenamiento al que le resulten de aplicación los requisitos de conexión a la red establecidos en el anexo II o en el anexo VI, respectivamente, deberán cumplir con los requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento y seguridad para la conexión a la red exigibles a las instalaciones hibridas, establecidos en el anexo V.

f) Los módulos de almacenamiento, con independencia de que tengan capacidad técnica y legal para absorber potencia de la red y de que se conecten en la red de transporte o distribución, deberán cumplir con los requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento y seguridad para la conexión a la red exigibles a los módulos de almacenamiento, establecidos en el anexo VI.

No resultarán aplicables los requisitos establecidos en el anexo VI a los equipamientos de almacenamiento cuando estos tengan el carácter de componentes plenamente integrados en la red de transporte o en la red de distribución, en aplicación de lo previsto en la Directiva (UE) 2019/944 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE.

g) Los compensadores síncronos, con independencia de que se conecten a la red de transporte o distribución, deberán cumplir con los requisitos técnicos de conexión a la red aplicables a los compensadores síncronos, establecidos en el artículo 10. Asimismo, de conformidad con lo dispuesto en el apartado 4 del citado artículo, los compensadores síncronos deberán observar además los requisitos técnicos específicos establecidos en el anexo VII.

2. Toda referencia que realice el presente real decreto al cumplimiento de los requisitos técnicos establecidos en el Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016; el Reglamento (UE) 2016/1388, de 17 de agosto de 2016; y en el Reglamento (UE) 2016/1447, de 26 de agosto de 2016, según corresponda, debe entenderse al cumplimiento conjunto tanto de todos los requisitos cerrados recogidos en dichos reglamentos como de los correspondientes requisitos abiertos y desarrollados en el Real Decreto 647/2020, de 7 de julio, y en la Orden TED/749/2020, de 16 de julio, o en normas posteriores que los modifiquen o sustituyan.

Artículo 8. *Requisitos técnicos de conexión a la red adicionales aplicables a las nuevas instalaciones que se conecten a la red de transporte.*

Las instalaciones que se conecten a la red de transporte a las que resulten de aplicación los requisitos de conexión establecidos en el anexo I, de acuerdo con lo previsto en la letra a) del apartado 1 del artículo 7, deberán cumplir, además, las siguientes previsiones:

a) El titular de la instalación que se vaya a conectar a la red de transporte deberá obtener sus permisos de acceso y conexión a la red de acuerdo con lo establecido en la

cve: BOE-A-2026-24926
Verificable en https://www.boe.es

regulación vigente. Asimismo, deberá cumplir los requisitos y obligaciones establecidos en dicha regulación y en el presente real decreto para la obtención del permiso de conexión, así como para la tramitación del procedimiento de notificación operacional.

b) Adicionalmente, el titular de la instalación deberá informar al titular de la red de transporte sobre el diseño y proyecto básico de la instalación, conforme a lo definido reglamentariamente en materia de acceso y conexión, y sobre proceso de notificaciones operacionales para el proceso de puesta en servicio, de conformidad con lo previsto en el presente real decreto.

El resto del proyecto deberá ser concebido y ejecutado conforme a los criterios del titular de la instalación, quien será responsable en todo momento del cumplimiento de la normativa y la legislación aplicables.

c) Los requisitos establecidos en el anexo I del presente real decreto que se declaren como cumplidos a efectos la obtención de los permisos de acceso y conexión deberán acreditarse posteriormente en el procedimiento de notificaciones operacionales para la puesta en servicio de la instalación, conforme a lo dispuesto en el capítulo IV.

d) En todo caso, corresponderá al titular de la instalación tanto la obligación de facilitar al titular de la red de transporte toda la información que le sea requerida como la de garantizar en todo momento el cumplimiento de los requisitos aplicables establecidos en la normativa europea y nacional vigente, así como en el presente real decreto.

La información que deban suministrar los titulares de las instalaciones, en su caso, será la prevista en las normas relativas al intercambio de información con el operador del sistema y a la tramitación de las solicitudes de acceso, conexión y puesta en servicio.

e) El titular de la instalación deberá garantizar la veracidad y exactitud de la información y deberá actualizarla en caso de modificaciones de diseño; incorporación de nuevos elementos; o detección de errores en la información ya remitida.

Asimismo, los titulares de las instalaciones de transporte deberán facilitar al gestor de la red y al transportista titular la información que éstos requieran en relación con la conexión de su instalación a la red de transporte, de acuerdo con la normativa aplicable.

Artículo 9. *Requisitos técnicos de conexión a la red aplicables a otras instalaciones conectadas a la red de transporte.*

1. Las instalaciones a las que se refiere la letra g) del apartado 2 del artículo 2 deberán cumplir con las siguientes previsiones:

a) Cuando la instalación disponga de capacidad de inyectar potencia activa a la red en algún momento, deberá cumplir con los requisitos establecidos a los módulos de generación de electricidad en el anexo II.

b) Cuando la instalación disponga de capacidad de absorber potencia activa de la red en algún momento y le resulte de aplicación lo dispuesto Reglamento (UE) 2016/1388, de 17 de agosto de 2016, deberá cumplir con los requisitos establecidos a las instalaciones de demanda en el anexo III.

El Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, a propuesta del operador del sistema, establecerá mediante orden los requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento y seguridad según las características tecnológicas específicas de la instalación.

2. En relación con el procedimiento de notificación operacional asociado a estas instalaciones, les resultará de aplicación la normativa vigente en función de los requisitos previamente identificados y de las características tecnológicas específicas de la instalación.

cve: BOE-A-2026-24926
Verificable en https://www.boe.es

Artículo 10. *Requisitos técnicos de conexión a la red aplicables a los compensadores síncronos.*

1. Los compensadores síncronos deberán cumplir los requisitos aplicables a los módulos de generación de electricidad síncronos, con las salvedades inherentes a las limitaciones de su modo de funcionamiento.

2. Los compensadores síncronos tendrán la misma consideración que los módulos de generación de electricidad síncronos a efectos de:

a) La evaluación de la significatividad. En particular, se atenderá a lo dispuesto en el párrafo 4 del artículo 5;

b) La aplicación de los requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento y seguridad para la conexión a la red exigibles a los nuevos módulos de generación de electricidad establecidos en el anexo II;

c) La interpretación de los requisitos técnicos;

d) La modificación de las instalaciones.

En este sentido, se entenderá la capacidad máxima de los módulos de generación de electricidad como la potencia aparente nominal de los compensadores síncronos.

3. Sin perjuicio de lo dispuesto en el apartado anterior, no serán de aplicación los requisitos técnicos para la conexión a la red establecidos en el anexo II a los compensadores síncronos que procedan de una instalación de generación previamente dada de baja, siempre que el alternador no haya cambiado de emplazamiento físico ni haya sido objeto de modificaciones que pudieran afectar al cumplimiento de requisitos técnicos. En tal caso, serán exigibles al compensador síncrono los requisitos técnicos que correspondientes a su anterior funcionamiento como generador. No obstante, deberá disponer, en todo caso, de una constante de inercia que cumpla, como mínimo, con los requisitos exigidos a los compensadores síncronos conectados y puestos en operación con carácter previo a la entrada en vigor del presente real decreto.

4. Asimismo, y sin perjuicio de lo dispuesto en los apartados 1 y 2, los compensadores síncronos deberán observar adicionalmente los requisitos técnicos específicos establecidos en el anexo VII.

5. Los compensadores síncronos estarán sujetos a la supervisión de la conformidad en la Norma Técnica de Supervisión correspondiente establecida para los módulos de generación de electricidad síncronos, con las salvedades y consideraciones contempladas.

Artículo 11. *Exenciones al cumplimiento de los requisitos para la conexión a la red de las instalaciones de demanda.*

El titular de una instalación de demanda podrá solicitar a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia la exención total o parcial del cumplimiento de alguno de los requisitos técnicos establecidos en el anexo III cuando acredite la imposibilidad técnica de cumplirlo como consecuencia de limitaciones derivadas del proceso productivo asociado a la instalación.

La solicitud deberá ir acompañada de un informe técnico que justifique la imposibilidad de cumplimiento alegada, debiendo la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia resolver y notificar a los interesados en el plazo de cuatro meses. A estos efectos, podrá recabar del operador del sistema un informe relativo a las consecuencias que la exención pudiera tener sobre la fiabilidad y la seguridad de suministro.

Transcurrido el plazo máximo establecido para resolver y notificar la resolución sin que esta se haya dictado y notificado, la solicitud podrá entenderse desestimada por silencio administrativo, de conformidad con lo dispuesto en la disposición adicional tercera de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre. La resolución que se dicte pondrá fin a la vía administrativa.

cve: BOE-A-2026-24926
Verificable en https://www.boe.es

La exención podrá otorgarse con carácter transitorio o definitivo, así como total o parcial, atendiendo a lo solicitado por el titular de la instalación y al resultado de la evaluación de la justificación contenida en el informe técnico.

CAPÍTULO IV

Verificación de los requisitos técnicos de conexión a la red y régimen de notificaciones operacionales

Artículo 12. *Verificación de los requisitos técnicos de conexión a la red.*

1. Todos los requisitos técnicos de conexión establecidos en el presente real decreto deberán cumplirse en el punto de conexión de los diferentes módulos e instalaciones, salvo disposición expresa en sentido contrario en el presente real decreto o en sus anexos.

2. La verificación del cumplimiento de los requisitos técnicos de conexión se realizará siguiendo el procedimiento establecido en la Norma Técnica de Supervisión correspondiente, la cual establecerá las metodologías de verificación aplicables para cada instalación.

Artículo 13. *Aspectos generales relativos a la notificación operacional.*

1. Todas las instalaciones que se encuentren dentro del ámbito de aplicación del presente real decreto deberán cumplir con el procedimiento y los requisitos relativos a la notificación operacional para la puesta en servicio recogidas en este capítulo.

2. Para la puesta en servicio de módulos de generación de electricidad, con independencia de que se conecten a la red de transporte o a la red de distribución; de instalaciones de demanda que se conecten a la red de transporte; y de instalaciones de distribución que se conecten a la red de transporte, se aplicará, a efectos del procedimiento de notificación operacional, lo dispuesto a tal efecto en el Real Decreto 647/2020, de 7 de julio, aplicándose las correspondientes equivalencias y adaptaciones necesarias para su aplicación en el marco establecido por el presente real decreto.

En todo caso, el procedimiento de notificación operacional deberá garantizar el cumplimiento de los requisitos establecidos en el presente real decreto.

3. Los requisitos en materia de notificaciones operacionales establecidos en el Real Decreto 647/2020, de 7 de julio, para los módulos de generación serán igualmente exigibles a los módulos de almacenamiento y a los compensadores síncronos, en los mismos términos y condiciones, en aquello que les resulte aplicable conforme a su naturaleza y características técnicas. Asimismo, deberán llevarse a cabo las correspondientes equivalencias y adaptaciones necesarias para su aplicación en el marco establecido por el presente real decreto.

En todo caso, el procedimiento de notificación operacional deberá garantizar el cumplimiento de los requisitos establecidos en el presente real decreto.

4. Adicionalmente, para la puesta en servicio de los módulos de generación de electricidad; módulos de almacenamiento y compensadores síncronos tipo B y C deberá obtenerse notificación operacional de energización (EON) y notificación operacional provisional (ION), conforme a lo establecido en este capítulo.

Por su parte, para la puesta en servicio de los módulos de generación de electricidad; módulos de almacenamiento y compensadores síncronos tipo A será necesario la obtención de notificación operacional definitiva (FON), conforme a lo establecido en este capítulo. Asimismo, en el caso de módulos de generación de electricidad; módulos de almacenamiento y compensadores síncronos tipo A a los que les aplique lo previsto en el apartado 6 de este artículo, deberán obtener notificación operacional provisional.

cve: BOE-A-2026-24926
Verificable en https://www.boe.es

5. La solicitud para la expedición de la notificación operacional de energización, de la notificación operacional provisional y de la notificación operacional definitiva, deberá ser presentada al gestor de la red pertinente por el titular de la instalación correspondiente, o por su representante.

En el caso de instalaciones de generación de energía eléctrica; de instalaciones de almacenamiento; o de compensadores síncronos conectados en una posición para la que, de conformidad con lo establecido en la normativa en vigor, exista un interlocutor único de nudo o agente que actúe en representación de todos los sujetos que compartan infraestructuras de evacuación y se conectan a través de la misma posición o nudo, la solicitud de energización de la instalación de enlace será presentada por dicho interlocutor o agente, quien además llevará a cabo la coordinación de las solicitudes de notificación operacional que le afecten.

6. Adicionalmente, en el caso de módulos de generación de electricidad y, en su caso, módulos de almacenamiento conectados a la red de distribución, el titular del módulo de generación de electricidad o, en su caso, del módulo de almacenamiento, o su representante, deberá solicitar al operador del sistema y gestor de la red de transporte:

a) Un informe previo a la notificación operacional provisional, en los casos en los que dicho informe sea necesario conforme a lo previsto en el artículo 39 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, que acredite el cumplimiento de los requisitos necesarios para la puesta en servicio para pruebas que deban ser verificados por el operador del sistema y gestor de la red de transporte.

b) Un informe previo a la notificación operacional definitiva, en los casos en los que dicho informe sea necesario conforme a lo previsto en el artículo 40 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, que acredite el cumplimiento de los requisitos necesarios para la puesta en servicio definitiva o para el inicio de la operación comercial y que, debiendo ser verificados por el operador del sistema y el gestor de la red de transporte, no hayan podido verificarse con anterioridad.

7. A los efectos de la inscripción provisional y definitiva de los módulos de almacenamiento, independientemente de si se conectan en la red de transporte o en la red de distribución, se atenderá a lo previsto en el apartado 4 del artículo 168 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

8. El plazo máximo para la expedición de la notificación operacional de energización, de la notificación provisional y de la notificación operacional definitiva, así como de los informes previos señalados en el apartado 6, será de dos semanas desde la recepción, por parte del gestor de red pertinente, de la documentación que proceda aportar en cada caso, conforme a lo señalado en este capítulo. El plazo anterior comenzará a contar desde la correcta recepción por parte del gestor de red pertinente de la documentación establecida en el anexo VIII para cada tipo de instalación.

9. El plazo máximo durante el cual un módulo de generación de electricidad; un módulo de almacenamiento; o un compensador síncrono podrá operar en virtud de una notificación operacional provisional será de veinticuatro meses. Este plazo podrá ser prorrogado exclusivamente si el titular del módulo o compensador síncrono ha realizado avances importantes para lograr la conformidad total del mismo. A estos efectos, las cuestiones pendientes deberán ser claramente identificadas en el momento de solicitar la prórroga.

La solicitud de prórroga deberá ser presentada por el titular del módulo o compensador síncrono correspondiente o su representante al gestor de la red pertinente antes de que finalice el plazo máximo señalado anteriormente. A estos efectos, será de aplicación lo previsto en lo dispuesto en el artículo 35.5 del Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016, atendiendo a lo dispuesto, en el caso de los módulos de almacenamiento, en al apartado 6.

cve: BOE-A-2026-24926
Verificable en https://www.boe.es

10. En el caso de módulos de generación de electricidad y módulos de almacenamiento, será condición necesaria para su inscripción previa en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica contar con notificación operacional provisional y, en su caso, informe previo del operador del sistema y gestor de la red de transporte al que se refiere la letra a) del apartado 6 de este artículo, salvo que dichas instalaciones no estén obligadas, conforme a lo previsto en este capítulo, a la obtención de los mismos.

Asimismo, será condición para su inscripción definitiva en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica disponer de notificación operacional definitiva y, en su caso, del informe previo del operador del sistema y gestor de la red de transporte al que se refiere la letra b) del apartado 6 de este artículo.

11. La notificación operacional provisional y la notificación operacional definitiva, incluyendo, en caso de módulos de generación de electricidad y, en su caso, módulos de almacenamiento con conexión a la red de distribución, los informes previos del operador del sistema, conforme al apartado 6 de este artículo, así como la Aprobación de Puesta en Servicio para pruebas pre-operacionales de funcionamiento (APESp) reflejarán, para cada instalación, la potencia instalada y la capacidad máxima consideradas en los permisos de acceso y conexión, y recogidas en el acuerdo de conexión.

En caso de puesta en servicio parcial de una instalación, los documentos anteriores reflejarán la capacidad máxima parcial de la misma. A estos efectos, se considerará dicha capacidad máxima parcial como la misma proporción de la capacidad máxima que la de la potencia instalada parcial que se pone en servicio frente a la potencia instalada total de la instalación.

En todo caso, y con independencia de si la puesta en servicio total de un módulo de generación de electricidad o, en su caso, de un módulo de almacenamiento se realiza mediante puestas en servicio parciales o mediante una puesta en servicio única, resultarán de aplicación al módulo correspondiente los requisitos técnicos al tipo que corresponda, conforme al artículo 5, según la capacidad máxima del módulo correspondiente. A estos efectos, los documentos a los que se refiere este apartado deberán dejar constancia del tipo de módulo que corresponda en cada caso.

12. Asimismo, a las instalaciones de demanda le resultarán de aplicación los requisitos técnicos de conexión al tipo que corresponda, de acuerdo con el artículo 6. A estos efectos, las notificaciones operacionales correspondientes recogerán el tipo de instalación de demanda que corresponda en cada caso.

Artículo 14. *Notificación operacional de módulos de generación de electricidad; de módulos de almacenamiento; y de compensadores síncronos con conexión en la red de transporte.*

1. Para la puesta en servicio de módulos de generación de electricidad; de módulos de almacenamiento; y de compensadores síncronos con conexión a la red de transporte, el promotor, o en su caso el interlocutor único de nudo o agente que actúe en representación de los sujetos que comparten infraestructuras de evacuación, de acuerdo con lo establecido en el apartado 6 del artículo 13, deberá solicitar al gestor de la red de transporte la notificación operacional de energización de la instalación de enlace y, en su caso, de las instalaciones de conexión y servicios auxiliares de producción. Dicha notificación se requerirá asimismo siempre que se modifiquen las características de dichas instalaciones o se energicen nuevas instalaciones de conexión.

2. La solicitud de notificación operacional de energización módulos de generación de electricidad; de módulos de almacenamiento; y de compensadores síncronos con conexión a la red de transporte contendrá la información que se detalla en el apartado A) del capítulo I del anexo VIII. Esta información deberá ser remitida en el formato y mediante los formularios que al efecto disponga el gestor de la red de transporte.

3. Tras la recepción de la documentación a la que se refiere el apartado anterior, el gestor de la red de transporte expedirá y notificará la correspondiente notificación operacional de energización en el plazo máximo establecido en el apartado 8 del

cve: BOE-A-2026-24926
Verificable en https://www.boe.es

artículo 13, la cual otorgará al titular del módulo o del compensador síncrono el derecho a energizar su red y los servicios auxiliares de producción internos para los módulos de generación de electricidad y los módulos de almacenamiento.

En todo caso, para la energización de la instalación de enlace, tras la emisión de la notificación operacional de energización, el operador del sistema y gestor de la red de transporte planificará la fecha de puesta en servicio de la instalación de enlace, respetando en lo posible las fechas propuestas por el titular de la red, que se habrá coordinado con el titular del módulo o compensador síncrono y, si procede, con otros sujetos implicados.

4. La solicitud de notificación operacional provisional deberá acompañarse de la información que se detalla en el apartado B) del capítulo I del anexo VIII. Esta información deberá ser remitida en el formato y mediante los formularios que al efecto disponga el operador del sistema y gestor de la red de transporte.

5. Tras la recepción de la documentación a la que se refiere el apartado anterior, el gestor de la red de transporte expedirá y notificará la correspondiente notificación operacional provisional en el plazo máximo establecido en el apartado 8 del artículo 13.

Tras la obtención de la notificación operacional provisional, el vertido de energía a la red por los módulos de generación de electricidad y de almacenamiento requerirá la aprobación de puesta en servicio para pruebas pre-operacionales de funcionamiento (APESp), la cual se hará efectiva tras la inscripción previa del módulo en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica dependiente del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, junto con la correspondiente solicitud de APESp, que deberá ser remitida en el formato y mediante los formularios que a tal efecto disponga el operador del sistema.

Una vez recibida la aprobación de puesta en servicio para pruebas pre-operacionales de funcionamiento, el titular del módulo deberá comunicar al operador del sistema la fecha prevista para la realización de las pruebas con una antelación mínima de una semana.

6. La notificación operacional de energización y la notificación operacional provisional podrán solicitarse simultáneamente en los casos en los que la instalación de enlace no se haya puesto en servicio.

7. La solicitud de notificación operacional definitiva, que deberá realizarse tras la finalización de las pruebas pre-operacionales de funcionamiento, en su caso, deberá acompañarse de la información que se detalla en el apartado C) del capítulo I del anexo VIII. Esta información deberá ser remitida en el formato y mediante los formularios que al efecto disponga el operador del sistema y gestor de la red de transporte.

8. Tras la recepción de la documentación a la que se refiere el apartado anterior, el gestor de la red de transporte expedirá y notificará la correspondiente notificación operacional definitiva en el plazo máximo establecido en el apartado 8 del artículo 13.

9. En el caso de instalaciones a las que les sea de aplicación el artículo 40 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, la notificación operacional definitiva tendrá la consideración de puesta en servicio definitiva o en fase de operación comercial.

Para el resto de módulos de generación de electricidad y módulos de almacenamiento, la consideración de puesta en servicio definitiva o en fase de operación comercial se entenderá tras la finalización de la fase de pruebas pre-operacionales y la posterior resolución del organismo competente por la que se aprueba la inscripción definitiva de la instalación en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica.

cve: BOE-A-2026-24926
Verificable en https://www.boe.es

Artículo 15. *Notificación operacional de módulos de generación de electricidad; de módulos de almacenamiento; y de compensadores síncronos con conexión en la red de distribución.*

1. Para la obtención de la notificación operacional de energización de un módulo de generación de electricidad; de un módulo de almacenamiento; o de un compensador síncrono conectado a la red de distribución, el titular del mismo o su representante deberá remitir la solicitud al gestor de la red de distribución acompañada de la información que se relaciona en el apartado A) del capítulo II del anexo VIII.

2. Tras la recepción de la documentación a la que se refiere el apartado anterior, el gestor de la red de distribución expedirá y notificará la correspondiente notificación operacional de energización en el plazo máximo establecido en el apartado 8 del artículo 13.

3. Para la obtención de la notificación operacional provisional de un módulo de generación de electricidad o de un módulo de almacenamiento conectado a la red de distribución, el titular del módulo o su representante deberá remitir la solicitud al gestor de la red de distribución, la cual deberá ir acompañada de la información que se relaciona en el apartado B) del capítulo II del anexo VIII.

4. En el caso de módulos conectados a la red de distribución a las que les sea de aplicación el apartado 6 del artículo 13, la solicitud de la notificación operacional provisional deberá acompañarse del informe previo del operador del sistema y gestor de la red de transporte. Para la obtención de dicho informe, el titular del módulo de generación de electricidad o su representante deberá remitir al operador del sistema y gestor de la red de transporte la documentación que se detalla en el apartado B) del capítulo I del anexo VIII.

5. Una vez recibida la notificación operacional provisional, para poder realizar el vertido de energía a la red, el titular del módulo de generación de electricidad podrá llevar a cabo las pruebas que sean necesarias con carácter previo a la solicitud de la notificación operacional definitiva.

En el caso de los módulos a los que resulte de aplicación lo dispuesto en la letra b) del apartado 6 del artículo 13, la realización de pruebas estará condicionada a la aprobación para pruebas pre-operacionales de funcionamiento que deberá emitir el operador del sistema. Para la solicitud y obtención de esta aprobación será de aplicación lo previsto al respecto en apartado 5 del artículo 13.

El titular del módulo de generación de electricidad o de almacenamiento deberá comunicar al gestor de la red de distribución la fecha prevista para la realización de las pruebas con una antelación mínima de 10 días. Esta comunicación deberá ir acompañada del documento que acredite la inscripción previa de la instalación en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica. Asimismo, en los casos en que sea de aplicación, conforme a la establecido en el apartado 6 del artículo 13, la comunicación anterior deberá acompañarse de la aprobación para la realización de pruebas pre-operaciones de funcionamiento emitida por el operador del sistema y gestor de la red de transporte, conforme a lo establecido en el artículo apartado 5 del artículo 13.

6. En su caso, tras la finalización de las pruebas, el titular del módulo deberá comunicar al gestor de la red de distribución la disponibilidad del mismo para su puesta en servicio y solicitarle la expedición de la notificación operacional definitiva, para lo cual deberá acompañar su solicitud de la información que se relaciona en el apartado C) del capítulo II del anexo VIII.

En el caso de los módulos a los que les sea de aplicación el apartado 6 del artículo 13, la solicitud de la notificación operacional definitiva deberá acompañarse del informe previo del operador del sistema y gestor de la red de transporte. Para la obtención de dicho informe, el titular del módulo deberá remitir al operador del sistema y gestor de la red de transporte la documentación que se detalla en el apartado C) del capítulo I del anexo VIII.

cve: BOE-A-2026-24926
Verificable en https://www.boe.es

7. Tras la recepción de la documentación a la que se refiere el apartado anterior, el gestor de la red de distribución expedirá y notificará la correspondiente notificación operacional definitiva en el plazo máximo establecido en el apartado 8 del artículo 13.

8. En el caso de módulos de generación de electricidad y módulos de almacenamiento tipo B y C, la notificación operacional de energización, la notificación operacional provisional y la notificación operacional definitiva podrán obtenerse de manera simultánea cuando concurran las siguientes circunstancias:

a) No les sea de aplicación lo dispuesto en el apartado 6 del artículo 13.

b) Se acredite el cumplimiento de los requisitos exigibles para la obtención de la notificación operacional de energización, la notificación operacional provisional y la notificación operacional definitiva.

Artículo 16. *Notificación operacional de instalaciones de demanda.*

1. Para la puesta en tensión y en servicio de las instalaciones de demanda, con independencia de si se conectan a la red de transporte o de distribución, el titular de la instalación o su representante deberá solicitar al gestor de la red pertinente la notificación operacional provisional y la notificación operacional definitiva.

No obstante, en caso de que sea necesaria la energización de la instalación para la acreditación de los requisitos previos establecidos para la emisión de la notificación operacional provisional, el titular de la instalación o su representante podrá solicitar la notificación operacional de energización.

2. La solicitud de notificación operacional de energización o provisional contendrá la información que se recoge en el apartado A) del capítulo III anexo VIII. Esta información deberá remitirse en el formato y mediante los formularios que al efecto disponga el gestor de la red pertinente.

3. Tras la recepción de la documentación a la que se refiere el apartado anterior, el gestor de la red pertinente expedirá y notificará la correspondiente notificación operacional de energización o provisional, en el plazo máximo establecido en el apartado 8 del artículo 13.

4. En todo caso, para la energización de la instalación de enlace, tras la emisión de la notificación operacional provisional, o en su caso, de la notificación operacional de energización, el gestor de la red pertinente planificará la fecha de puesta en servicio de la instalación de enlace, incluyendo, en su caso, las modificaciones de la misma, respetando en lo posible las fechas propuestas por el gestor de la red pertinente, que se habrá coordinado con el titular de la instalación que se incorpora y, si procede, con otros sujetos implicados, lo que permitirá la energización efectiva de dicha instalación de enlace.

5. La solicitud de notificación operacional definitiva contendrá la información que se detalla en el apartado B) del anexo III. Esta información deberá remitirse en el formato y mediante los formularios que al efecto disponga el gestor de la red pertinente.

6. Tras la recepción de la documentación a la que se refiere el apartado anterior, el gestor de la red pertinente expedirá y notificará la correspondiente notificación operacional definitiva en el plazo máximo establecido en el apartado 8 del artículo 13.

Artículo 17. *Notificación operacional de instalaciones de distribución conectadas a la red de transporte.*

1. Para la puesta en servicio de las instalaciones de la red de distribución con conexión en la red de transporte, el titular de la instalación de distribución deberá solicitar al gestor de la red de transporte la notificación operacional definitiva, que incluirá la verificación de los requisitos incluidos en las notificaciones operacionales de energización y provisional.

No obstante, en caso de que sea necesaria la energización de la instalación o la realización de pruebas intermedias para la acreditación de los requisitos previos

cve: BOE-A-2026-24926
Verificable en https://www.boe.es

establecidos para la emisión de la notificación operacional definitiva, el titular podrá solicitar la notificación operacional de energización o la notificación operacional provisional.

2. La solicitud de notificación operacional de energización, provisional o definitiva contendrá la información que se detalla en el capítulo IV del anexo VIII. Esta información deberá remitirse en el formato y mediante los formularios que al efecto disponga el operador del sistema y gestor de la red de transporte.

3. Tras la recepción de la documentación a la que se refiere el apartado anterior, el gestor de la red de transporte expedirá y notificará la correspondiente notificación operacional de energización, provisional o definitiva en el plazo máximo establecido en el apartado 8 del artículo 13.

4. Tras la emisión de la notificación operacional definitiva o, en su caso, de la notificación operacional provisional o de la notificación operacional de energización, el operador del sistema y gestor de la red de transporte planificará la fecha de puesta en servicio de la instalación de enlace respetando en lo posible las fechas propuestas por el transportista, que se habrá coordinado con el titular de la instalación que se incorpora y, si procede, otros sujetos implicados, lo que permitirá la energización efectiva de dicha instalación.

Disposición adicional primera. *Evaluación de la conformidad de los requisitos técnicos de conexión a la red de los módulos de almacenamiento.*

1. A los efectos de lo dispuesto en el apartado 1 de la disposición adicional primera de la Orden TED/749/2020, de 16 de julio, el presente real decreto aprueba la normativa específica que define los requisitos técnicos de conexión a la red que deberán cumplir las instalaciones de almacenamiento que inyecten energía a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.

2. Por tanto, a efectos de lo previsto en el apartado 3 de la citada disposición adicional, las instalaciones de almacenamiento a las que resulte de aplicación el presente real decreto deberán acreditar el cumplimiento de los requisitos técnicos de conexión a la red de conformidad con lo previsto en el capítulo IV.

Disposición adicional segunda. *Sustitución de unidades de generación de electricidad en módulos de generación de electricidad.*

1. Cuando se produzca el cambio, sustitución o modernización de una unidad de generación de electricidad de un módulo de parque eléctrico ubicado en el SEPE o en los Sistemas Eléctricos No Peninsulares y, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 4, dicha actuación no tenga la consideración de modificación sustancial, la unidad de generación que la sustituya deberá cumplir los requisitos técnicos establecidos en el anexo II del presente real decreto.

2. El cumplimiento por la nueva unidad de generación de electricidad de los citados requisitos se acreditará mediante un certificado de equipo limitado, conforme a lo establecido en la correspondiente Norma Técnica de Supervisión.

3. Los sistemas de protección de la nueva unidad de generación de electricidad y del módulo de generación de electricidad no podrán ajustarse de manera que se limite la capacidad de la nueva unidad para soportar huecos de tensión sin desconexión ni para permanecer conectadas en los rangos de frecuencia-tiempo y derivadas de frecuencia establecidos en la Orden TED 749/2020 de 16 de julio, para el SEPE o en el anexo II para los Sistemas Eléctricos No Peninsulares.

4. El titular de la unidad de generación de electricidad podrá solicitar a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia la exención del cumplimiento de lo dispuesto en los apartados anteriores cuando acredite la imposibilidad técnica de adecuarse a las obligaciones que establecen.

La solicitud deberá ir acompañada de un informe técnico que justifique la imposibilidad de cumplimiento alegada, debiendo la Comisión Nacional de los Mercados

cve: BOE-A-2026-24926
Verificable en https://www.boe.es

y la Competencia resolver y notificar en el plazo de cuatro meses. A estos efectos, podrá recabar del operador del sistema un informe relativo a las consecuencias que la exención pudiera tener sobre la fiabilidad y la seguridad de suministro.

Transcurrido el plazo máximo establecido para resolver y notificar la resolución sin que esta se haya dictado y notificado, la solicitud podrá entenderse desestimada por silencio administrativo, de conformidad con lo dispuesto en la disposición adicional tercera de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre. La resolución que se dicte pondrá fin a la vía administrativa.

5. Los titulares de los módulos de parque eléctrico que cambien, sustituyan o modernicen una unidad de generación de electricidad deberán informar al gestor de red pertinente y, en su caso, al operador del sistema, de los cambios efectuados en sus instalaciones, conforme a los procedimientos de intercambio de información vigentes en cada momento.

6. El operador del sistema, en coordinación con los gestores de la red de distribución, definirá los intercambios de información necesarios que aseguren que dispone de información actualizada de la modificación de las instalaciones ubicadas en la red de distribución.

Disposición adicional tercera. *Creación de un grupo de trabajo para la evaluación de las condiciones de operación de la red eléctrica.*

En el plazo de tres meses desde la entrada en vigor de este real decreto, se constituirá un grupo de trabajo para la evaluación coordinada de las condiciones de operación segura de la red eléctrica. Dicho de grupo de trabajo estará dirigido por representantes de la Dirección General de Política Energética y Minas, y contará con representantes de la Comisión Nacional de los Mercados de la Competencia, del Ministerio de Industria y Turismo, del operador del sistema, y con representantes de los principales agentes del sector eléctrico, así como sus asociaciones más representativas.

El objetivo del grupo de trabajo será el análisis de los criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del sistema eléctrico, que abarque tanto las condiciones de exigibilidad de los límites y umbrales de tensión en la red eléctrica, como las métricas de control y estabilidad de tensión en la red que capturen con mayor precisión la sensibilidad de la red a las variaciones rápidas de tensión. También se valorará la posible definición de otras métricas que ayuden a comprender el estado de situación de las redes eléctricas en España, tales como aquellas relacionadas con la capacidad síncrona y de amortiguamiento de la red. Para la mejor conducción de este grupo de trabajo se podrán constituir subgrupos de trabajos especialidades en cada una de las temáticas abordadas.

Los resultados y conclusiones que se extraigan de este grupo de trabajo informarán la actualización de los desarrollos reglamentarios y procedimientos de operación directamente relacionados con las materias abordadas en su seno.

Disposición transitoria única. *Concesión transitoria de notificaciones operacionales limitadas a determinados sujetos hasta la acreditación de los requisitos técnicos.*

1. Los titulares de módulos de almacenamiento que deban cumplir con los requisitos de conexión a la red establecidos en el presente real decreto dispondrán de un plazo de seis meses desde la entrada en vigor del presente real decreto durante los cuales los gestores de la red podrán expedir notificaciones operacionales limitadas que les permitirán la inscripción definitiva en los registros administrativos que correspondan, hasta que la norma técnica de supervisión aplicable a las instalaciones de almacenamiento haya sido aprobada y les sea posible aportar al gestor de la red pertinente la documentación necesaria que acredite el cumplimiento de los requisitos que les sean de aplicación en cada caso.

En caso de que la norma técnica de supervisión aplicable a las instalaciones de almacenamiento no haya sido aprobada una vez transcurridos cuatro meses desde la

cve: BOE-A-2026-24926
Verificable en https://www.boe.es

entrada en vigor del presente real decreto, el plazo anterior podrá ser ampliado, antes de su vencimiento y a propuesta de los gestores de red, mediante orden de la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, por un periodo máximo de seis meses adicionales.

2. Los titulares de las instalaciones de demanda que deban cumplir con los requisitos de conexión a la red establecidos en el presente real decreto dispondrán de un plazo de veinticuatro meses desde la entrada en vigor del presente real decreto durante los cuales los gestores de la red podrán expedir notificaciones operacionales limitadas que les permitirán la operación de las instalaciones en los términos y condiciones establecidos en la normativa aplicable, hasta que la norma técnica de supervisión aplicable a las instalaciones de demanda haya sido aprobada y les sea posible aportar al gestor de la red pertinente la documentación necesaria que acredite el cumplimiento de los requisitos que les sean de aplicación en cada caso.

En caso de que la norma técnica de supervisión aplicable a las instalaciones de demanda no haya sido aprobada una vez transcurridos veintidós meses desde la entrada en vigor del presente real decreto, el plazo anterior podrá ser ampliado, antes de su vencimiento y a propuesta de los gestores de red, mediante orden de la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, por un periodo máximo de veinticuatro meses adicionales.

3. En ningún caso podrán emitirse notificaciones operacionales limitadas por las razones descritas en los apartados 1 y 2 transcurrido el plazo establecido en los mismos o sus prórrogas, en su caso.

4. Las notificaciones operacionales limitadas emitidas por el gestor de la red pertinente conforme a lo señalado en esta disposición transitoria, quedarán sin efecto si, transcurridos los plazos señalados en los anteriores apartados, el titular del módulo o de la instalación no ha aportado la información necesaria que permita determinar la conformidad de dicha instalación con los requisitos de conexión a la red establecidos en el presente real decreto.

5. La pérdida de efecto determinará la imposibilidad de continuar la operación del módulo o de la instalación, y será motivo de cancelación de la inscripción de los mismos en los registros administrativos correspondientes que, en su caso, se hubiera llevado a cabo.

6. El gestor de la red pertinente deberá informar al titular de la instalación, a la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico y al organismo competente para la autorización de la misma, de la pérdida de efecto de la notificación operacional limitada en el plazo de un mes desde que se produzca dicha circunstancia.

Disposición derogatoria única. *Derogación normativa.*

Quedan derogadas cuantas disposiciones de igual o inferior rango se opongan a lo establecido en el presente real decreto.

Disposición final primera. *Habilitación normativa.*

Se habilita a la Ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico para actualizar mediante orden los requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento y seguridad para la conexión a la red establecidos en los anexos I a VII, previa propuesta justificada del operador del sistema.

Disposición final segunda. *Título competencial.*

El presente real decreto tiene carácter básico y se dicta al amparo de lo establecido en el artículo 149.1.13.ª y 25.ª de la Constitución Española, que atribuyen al Estado la competencia exclusiva en materia de bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica, y bases del régimen minero y energético

cve: BOE-A-2026-24926
Verificable en https://www.boe.es

Disposición final tercera. *Entrada en vigor.*

El presente real decreto entrará en vigor el 1 de enero de 2027.

Dado el 26 de noviembre de 2026.

FELIPE R.

La Vicepresidenta Tercera del Gobierno
y Ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico,
SARA AAGESEN MUÑOZ

cve: BOE-A-2026-24926
Verificable en https://www.boe.es

ANEXO I

Requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento y seguridad para la conexión a la red exigibles a las instalaciones que se conecten a la red de transporte

1. Condiciones de intercambio de la energía

Se considerará que los aspectos regulados en los artículos 23 y 24 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, quedarán debidamente atendidos mediante el cumplimiento de los requisitos establecidos al efecto en el Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016, el Reglamento (UE) 2016/1388, de 17 de agosto de 2016, en el Reglamento (UE) 2016/1447, de 26 de agosto de 2016, y en sus desarrollos nacionales a través del Real Decreto 647/2020, de 7 de julio, y de la Orden TED/749/2020, de 16 de julio; así como en lo dispuesto en la presente norma.

En todo caso, los módulos de generación de electricidad o módulos de almacenamiento no deberán producir variaciones rápidas de tensión[1] en régimen permanente mayores al 4%.

[1] Las variaciones rápidas de la tensión son causadas principalmente por las variaciones de la carga o de la generación, por las maniobras en la red, o por faltas. Si la tensión en el curso de una variación sobrepasa el umbral de hueco de tensión y/o de sobretensión, el evento se clasifica como un hueco de tensión y/o una sobretensión, en vez de como una variación rápida de tensión. No se considera como variación rápida de tensión cualquier variación de tensión derivada de la obligación del cumplimiento del requisito de control de tensión vigentes.

Por otro lado, los módulos de generación de electricidad o módulos de almacenamiento deberán ser capaces de soportar, sin sufrir daños ni provocar su desconexión, cualquier variación rápida de tensión en régimen permanente durante la ejecución de cualquier maniobra, siempre que la tensión en régimen permanente durante dichas maniobras se mantenga dentro de los límites de tensión establecidos sen la normativa que les resulte de aplicación sin desconectarse de la red. En aquellos casos en que los citados reglamentos europeos no resulten aplicables, los límites de tensión serán los establecidos en el procedimiento de operación 1.4 del SEPE o en el procedimiento de operación 1 del SENP, según corresponda.

No se permitirá la instalación de protecciones cuya actuación provoque la desconexión del módulo de generación de electricidad o del módulo de almacenamiento como consecuencia de variaciones rápidas de tensión o de su derivada. Excepcionalmente, el titular del módulo de generación de electricidad o del módulo de almacenamiento podrá instalar dichas protecciones siempre que sus ajustes hayan sido previamente comunicados, debidamente justificados y aprobados por el operador del sistema.

En aquellos casos en que dichos reglamentos no sean aplicables, los límites serán los establecidos en el procedimiento de operación 1.4 del SEPE o en el procedimiento de operación 1 del SENP, según corresponda.

Por otro lado, todas las unidades de generación deberán soportar en régimen permanente una componente de corriente inversa del 5% de la corriente nominal.

1.1 Continuidad de suministro.

Las instalaciones deberán ser capaces de soportar sin daño los valores indicados en la normativa vigente sobre calidad del servicio en la red de transporte. Los índices de calidad de las instalaciones de transporte serán los establecidos en el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, o la norma que lo sustituya.

cve: BOE-A-2026-24926
Verificable en https://www.boe.es

1.2 Calidad del producto.

La calidad del producto hace referencia al conjunto de características de la onda de tensión. Las características más significativas que pueden afectar a la calidad del producto son las siguientes: armónicos, parpadeo («flicker») y desequilibrios de tensión. Todas ellas se encuentran definidas en el artículo 3 del presente real decreto a los efectos previstos.

1.2.1 Límites de emisión de perturbaciones.

Los límites de perturbaciones electromagnéticas emitidas por el conjunto de todos los dispositivos, aparatos o sistemas particulares correspondientes a instalaciones conectadas en un mismo nudo de la red de transporte, y medidos de acuerdo con la normativa referenciada, serán los establecidos en el presente apartado. El reparto del límite de emisión máximo entre los agentes conectados a un mismo nudo se realizará de acuerdo con las normas e informes técnicos IEC/TR 61000-3-7, IEC/TR 61000-3-6, IEC/TR 61000-3-13 según corresponda.

Los límites de emisión de las características más significativas de la onda de tensión en los puntos frontera entre la red de transporte y las instalaciones de generación o de demanda para niveles de tensión iguales o superiores a 220 kV en el SEPE e iguales o superiores a 66 kV en el SENP, serán establecidos mediante resolución de la persona titular de la Dirección General de Política Energética y Minas.

Hasta que dicha resolución produzca efectos, los citados límites de emisión serán los siguientes:

– Parpadeo (Flicker): Se establecen los siguientes límites de emisión de parpadeo en cada nudo de la red de transporte: Pst ≤ 0,8 y Plt ≤ 0,6. Estos límites ya consideran el coeficiente de transferencia de alta tensión a baja tensión, por lo que deben ser comparados con el parpadeo calculado o medido en alta tensión.

– Armónicos: Serán los reflejados en la Tabla 1.

Tabla 1: Límites de emisión en las tensiones armónicas de cada nudo de la red de transporte

Armónicos impares				Armónicos pares	
No múltiplo de 3		Múltiplo de 3			
Orden armónico (n)	Tensión armónica (%)	Orden armónico (n)	Tensión armónica (%)	Orden armónico (n)	Tensión armónica (%)
5	1,8	3	1,8	2	1
7	1,8	9	0,9	4	0,7
11	1,3	15	0,3	6	0,3
13	1,3	21	0,2	8	0,3
$17 \leq n \leq 49$	$1{,}1 \cdot \frac{17}{n}$	$21 < n \leq 45$	0,2	$10 \leq n \leq 50$	$0{,}17 \cdot \frac{10}{n} + 0{,}14$
TASA TOTAL DE DISTORSIÓN ARMÓNICA (THD) 3,00%					

– Desequilibrios de tensión: Los emisores de este tipo de perturbación no deberán sobrepasar los siguientes límites totales de desequilibrios de tensión en cada nudo de la red de transporte:

• $\mu \leq 0{,}7\ \%$ nivel de corta duración (periodos de 10 min, según IEC/TR 61000-3-13).

cve: BOE-A-2026-24926
Verificable en https://www.boe.es

- $\mu \leq 1{,}0\ \%$ nivel de muy corta duración (periodos de 3 s, según IEC/TR 61000-3-13).

1.2.2 Niveles de planificación de perturbaciones.

Los niveles de planificación de perturbaciones se corresponden con los niveles máximos de las perturbaciones electromagnéticas para los cuales se ha diseñado un determinado sistema, pudiendo considerarse como objetivos de calidad de cara a asegurar la compatibilidad electromagnética de dicho sistema. De esta forma, todos los equipos conectados a la red de transporte, tanto asociados a instalaciones de enlace, de generación, de demanda, de sistemas HVDC y módulos de parque eléctrico en corriente continua, de almacenamiento, y de redes de distribución, deberán asegurar inmunidad electromagnética ante estos niveles de planificación siendo capaces de soportar, sin daño ni desconexión:

– Parpadeo (Flicker): De acuerdo con el Informe Técnico IEC/TR 61000-3-7, en la red de transporte se establecen los siguientes niveles de planificación:

- Pst ≤ 1,0
- Plt ≤ 0,8

Estos límites ya consideran el coeficiente de transferencia de alta tensión a baja tensión, por lo que deben ser comparados con el parpadeo calculado o medido en alta tensión.

– Armónicos: De acuerdo con el Informe Técnico IEC/TR 61000-3-6, y con el objeto de garantizar una adecuada calidad de onda, se utilizarán los niveles de planificación de tensiones armónicas en la red de transporte reflejados en la Tabla 2:

Tabla 2: Niveles de planificación de tensiones armónicas de cada nudo de la red de transporte

Armónicos impares				Armónicos pares	
No múltiplo de 3		Múltiplo de 3			
Orden armónico (n)	Tensión armónica (%)	Orden armónico (n)	Tensión armónica (%)	Orden armónico (n)	Tensión armónica (%)
5	2	3	2	2	1,4
7	2	9	1	4	0,8
11	1,5	15	0,3	6	0,4
13	1,5	21	0,2	8	0,4
$17 \leq n \leq 49$	$1{,}2 \cdot \frac{17}{n}$	$21 < n \leq 45$	0,2	$10 \leq n \leq 50$	$0{,}19 \cdot \frac{10}{n} + 0{,}16$
TASA TOTAL DE DISTORSIÓN ARMÓNICA (THD) 3,00%					

– Desequilibrios de tensión: De acuerdo con el Informe Técnico IEC/TR 61000-3-13, se indican a continuación los niveles de planificación establecidos para el grado de desequilibrio (μ), expresado en % de la relación entre la componente de tensión de secuencia inversa (magnitud vectorial) y la componente de tensión de secuencia directa (magnitud vectorial):

- $\mu \leq 1\ \%$ nivel de corta duración (periodos de 10 min, según IEC/TR 61000-3-13).
- $\mu \leq 2\ \%$ nivel de muy corta duración (periodos de 3 s, según IEC/TR 61000-3-13).

cve: BOE-A-2026-24926
Verificable en https://www.boe.es

1.2.3 Potencia intercambiada.

La potencia intercambiada entre la red de transporte y las instalaciones no transporte no será superior a la capacidad de acceso de la instalación indicada por el operador del sistema en el permiso de acceso y a la reflejada por el transportista en el permiso de conexión, referenciada asimismo en el contrato técnico de acceso. Para ello, en caso necesario, se podrá limitar mediante dispositivos físicos o procedimientos de funcionamiento para no sobrepasar los valores establecidos contractualmente. No obstante, si la normativa vigente exige instalar un sistema de control coordinado que limite la potencia inyectada o absorbida, en su caso, a la red para que no supere la correspondiente capacidad de acceso concedida, dichos sistemas de control coordinado cumplirán con los requisitos establecidos en este real decreto a tal efecto, en los apartados correspondientes al tipo de instalación.

Cuando, en su caso, la actuación de estos dispositivos limitadores pudiera interferir potencialmente con la seguridad del sistema, el operador del sistema podrá requerir la desconexión programada de la instalación.

2. Potencia de cortocircuito y coordinación de aislamiento

2.1 Potencia de cortocircuito.

Las instalaciones conectadas a la red de transporte deberán soportar sin daño, durante toda su vida útil, las intensidades de cortocircuito derivadas de la potencia de cortocircuito que soporte la red de transporte en el punto de conexión de la instalación.

En todo caso, los niveles de diseño de las instalaciones conectadas a la red de transporte serán como mínimo los considerados en los procedimientos de operación 13.1 y 13.3 del SEPE o en el procedimiento de operación 13 del SENP, en su caso, para cada nivel de tensión de las instalaciones de transporte.

El operador del sistema podrá requerir soportar potencias de cortocircuito especiales en aquellos puntos de conexión que lo requieran por preverse que los valores de potencia de cortocircuito puedan ser superiores a los niveles mínimos de diseño comentados en el párrafo anterior. El operador del sistema justificará dicho requerimiento en base a los valores de intensidad de cortocircuito actuales y futuros previstos en el nudo.

En conexiones a la red de transporte con tensión diferente de la definida en el procedimiento de operación 13.1 del SEPE o en el procedimiento de operación 13 del SENP, el operador del sistema confirmará caso por caso el valor de la potencia de cortocircuito a soportar necesario.

En caso de que los estudios pertinentes acreditasen que una instalación que pretenda conectarse a la red de transporte produciría un aumento de la potencia de cortocircuito en la instalación de transporte correspondiente hasta un valor por encima del 85% de la admisible por el elemento más débil de la subestación de transporte, las modificaciones necesarias en la instalación y, en su caso, en las instalaciones de conexión de otras instalaciones ya conectadas, deberán ser asumidas por el agente solicitante.

Hasta que la instalación de transporte sea adecuadamente adaptada, las instalaciones conectadas deberán contar con los dispositivos físicos y/o procedimientos para limitar la potencia de cortocircuito, de forma que garanticen el cumplimiento de la limitación anterior. Alternativamente, los agentes podrán incorporar equipos limitadores de potencia de cortocircuito a las instalaciones de generación a fin de asegurar que no se sobrepasa el umbral del 85%.

De no ser posible mantener los valores de corriente de cortocircuito dentro de los límites admisibles –con medidas de operación–, el operador del sistema podrá aplicar restricciones de producción.

El operador del sistema facilitará información sobre los valores de potencia de cortocircuito en los nudos de la red de transporte. No se garantizarán valores mínimos de

cve: BOE-A-2026-24926
Verificable en https://www.boe.es

potencia de cortocircuito, aunque el operador del sistema facilitará una estimación estadística.

2.2 Coordinación de aislamiento.

Se seguirán los criterios establecidos en la serie de normas UNE-EN IEC 60071.

3. Automatismos

La instalación deberá contar con elementos adecuados para la recepción y ejecución de las instrucciones remotas del operador del sistema que le sean de aplicación, de acuerdo con la normativa correspondiente.

Se establecerán, entre el transportista y los agentes implicados, los acuerdos y contratos necesarios donde se definan las condiciones técnicas y económicas que apliquen para la ejecución de los trabajos de instalación y mantenimiento de dichos dispositivos.

Se instalarán los dispositivos físicos o se establecerán los procedimientos adecuados que garanticen el cumplimiento de los límites y las instrucciones que en cada momento establezca el operador del sistema para la potencia intercambiada, de acuerdo la normativa correspondiente.

En relación con otros sistemas y equipos de control, las instalaciones conectadas a la red de transporte deberán cumplir los requisitos de control establecidos en los diferentes anexos del presente real decreto, según corresponda, así como otros establecidos en la normativa vigente que sea de aplicación.

Las instalaciones conectadas a la red de transporte, incluidas aquellas que lo estén a través de redes mancomunadas de generación, deberán disponer de capacidad de telemando en tiempo real las 24 horas del día con el fin de atender las instrucciones del operador del sistema a través de sus correspondientes Centros de Control de Generación y Demanda. El telemando se realizará mediante la apertura o el cierre de los elementos de corte asociados a cada módulo de generación de electricidad o módulo de almacenamiento, pudiendo dichos elementos de corte ser compartidos por varias instalaciones.

4. Instalación de enlace para conexión a la red de transporte

De acuerdo con lo establecido en las normas reguladoras del acceso y conexión, el sujeto que acceda a la red de transporte deberá suscribir con el titular de la red de transporte a la que conecta un contrato técnico de acceso en el que se podrán contemplar interrupciones del acceso necesarias para ejecutar los trabajos de mantenimiento y/o desarrollo de la red, tanto programados como imprevistos. A estos efectos, en el contrato técnico de acceso se recogerán las ventanas estimadas de la indisponibilidad del acceso debidas a los necesarios trabajos de mantenimiento y/o desarrollo de las instalaciones de transporte, que pudieran afectar a la instalación de conexión. Al preparar el transportista las propuestas de programación de estas ventanas, tendrá en cuenta las fechas más convenientes para el sujeto. Ante la falta de acuerdo en dicha programación, el sujeto propondrá una programación alternativa.

El diseño de las instalaciones de conexión no condicionará el futuro desarrollo de la red de transporte y debe ser compatible con las instalaciones planificadas.

Los límites que definen la instalación de enlace, la frontera entre red de transporte y no transporte, y la instalación de conexión según se define en la normativa vigente se representan en las figuras del apartado 5.1.

La instalación de enlace estará compuesta de instalaciones de transporte y de no transporte de una única tensión cuando la conexión se efectúe a través de una línea y de dos o más tensiones cuando se efectúe a través de un transformador. La instalación de conexión, por su parte, se compondrá únicamente de instalaciones no transporte.

cve: BOE-A-2026-24926
Verificable en https://www.boe.es

En aplicación del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, los elementos integrantes de la red de transporte deberán contar con un equipamiento adecuado para poder atender a las necesidades de la gestión técnica del sistema eléctrico, así como para garantizar la seguridad de la misma frente a perturbaciones externas. Dicho equipamiento tendrá la consideración de instalación de transporte.

En caso de que la conexión se efectúe a través de una línea no transporte, los equipos de protección, control y comunicaciones asociados a dicha salida de línea instalados en la subestación de transporte tendrán la consideración de elementos de transporte. Por su parte, los elementos de protección, control y comunicaciones de la línea y de la subestación no transporte tendrán la consideración de elementos no transporte y deberán ser compatibles y funcionar adecuadamente con los sistemas y elementos de la red de transporte. El mantenimiento y operación de estos elementos y sistemas no transporte serán responsabilidad del agente titular de la instalación.

En caso de que la conexión se efectúe a través de un transformador no transporte, los equipos de protección propios de la máquina se encontrarán ubicados en la instalación no transporte y tendrán la consideración de elementos no transporte; por su parte, los equipos de protección asociados a la posición de salida del transformador en la subestación de transporte tendrán la consideración de elementos de transporte.

La medida se efectuará de conformidad con lo establecido en el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de Puntos de Medida del sistema eléctrico, y sus instrucciones técnicas complementarias, aprobadas por la Orden TEC/1281/2019, de 19 de diciembre, por la que se aprueban las instrucciones técnicas complementarias al Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, o posteriores que los sustituyan. El detalle de la instalación de los equipos se encuentra en el apartado 6.1 del presente anexo.

La modificación que se deba ejecutar en la red de transporte para posibilitar la conexión de instalaciones no transporte obedecerá a los criterios de desarrollo de la red de transporte establecidos en el procedimiento de operación 13.1 del SEPE o el procedimiento de operación 13 del SENP; a lo establecido en el Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica; en el Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores; y en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

Los requisitos aplicables a las instalaciones de transporte, tanto en caso de modificación de subestaciones existentes como de nuevas instalaciones, se encuentran recogidos en el procedimiento de operación 13.3 del SEPE o en el procedimiento de operación 13 del SENP.

Con independencia del tipo de instalación, su conexión a la red de transporte se deberá efectuar mediante modificación y/o ampliación de una subestación existente o planificada con carácter vinculante.

La instalación de enlace y la frontera entre la red de transporte y la instalación de no transporte quedarán definidas conforme a lo dispuesto en las tablas siguientes. No obstante, podrán adoptarse soluciones de detalle distintas para aquellas situaciones particulares que no se ajusten a los supuestos previstos en las mismas.

– Instalaciones no distribución:

Tabla 3: Definición de la instalación de transporte y no transporte para instalaciones que no sean de distribución

Instalación de transporte	– Parque completo del nivel de tensión de conexión, incluyendo las barras de la subestación y todas sus posiciones. – En los casos de conexión mediante línea o tendido aéreo: posición completa, con todo su equipamiento y elementos auxiliares necesarios, hasta el amarre de la línea o tendido aéreo al primer elemento del parque de transporte. – En los casos de conexión mediante cable aislado: posición completa, con todo su equipamiento y elementos auxiliares necesarios, hasta el terminal del cable en el parque de transporte (el terminal es no transporte; y si fuese necesario instalar pararrayos de protección del cable, ésta y sus elementos de conexión con el cable serían no transporte).

cve: BOE-A-2026-24926
Verificable en https://www.boe.es

Instalación no transporte	Conexión mediante línea: – La subestación del lado de la instalación que se conecta a la red de transporte. – La línea aérea / cable aislado entre los parques no transporte y transporte. Conexión mediante transformador de potencia parque transporte / parque no transporte: – La subestación del lado de la instalación que se conecta a la red de transporte. – El transformador de potencia (incluye sus pararrayos y sus elementos de conexión con el transformador). – El tendido aéreo / cable aislado y equipamiento entre el parque de transporte y el transformador de potencia.

– Instalaciones de distribución: la conexión se efectuará mediante transformador/es de distribución, tensión transporte / distribución, situados junto a la subestación de transporte. La instalación conjunta quedará definida en AT de acuerdo con lo dispuesto en la Tabla 4:

Tabla 4: Definición de la instalación de transporte y no transporte para instalaciones de distribución

Instalación de transporte	– Parque completo del nivel de tensión de conexión, incluyendo las barras de la subestación y todas sus posiciones con todo su equipamiento y elementos auxiliares necesarios. – Los tendidos aéreos / cables aislados a nivel de tensión de conexión entre la salida del parque de transporte y el transformador de potencia excluyendo éste, sus pararrayos y los elementos de conexión entre éstas y el transformador de potencia. El transformador estará ubicado lo suficientemente próximo al parque de transporte para no requerir ningún elemento de transporte adicional a los de la posición del parque.
Instalación no transporte	Conexión mediante transformador de potencia tensión transporte / tensión distribución: – La subestación del lado de distribución. – El transformador o transformadores de potencia tensión transporte / tensión distribución (incluye sus pararrayos y todos los elementos que se instalen físicamente en el transformador para su conexión).

5. Requisitos de diseño y equipamiento

Las instalaciones conectadas a la red de transporte deberán estar dotadas de los elementos necesarios para garantizar que su funcionamiento permita la operación normal del sistema eléctrico y que su comportamiento sea el previsto en situaciones excepcionales.

5.1 Equipamiento de potencia.

Las configuraciones básicas aplicables a las instalaciones a las que les resulte de aplicación el presente anexo se describen a continuación:

Entre otros criterios, en función de la distancia entre el parque de transporte y el parque no transporte, la instalación de enlace entre ambos se considerará:

– TIPO L: Línea no transporte sin transformación (conexión de instalaciones que no sean de distribución).
– TIPO T: Transformador no transporte.

- TIPO T1: Conexión de instalación que no sea de distribución.
- TIPO T2: Conexión de instalación de distribución.

Las figuras siguientes representan las configuraciones básicas de las instalaciones de enlace en las tres variantes principales, indicándose en ellas la frontera entre transporte y no transporte, límite entre parques, instalación de conexión –definida según lo indicado en la normativa vigente–, instalación de enlace y la designación de los

cve: BOE-A-2026-24926
Verificable en https://www.boe.es

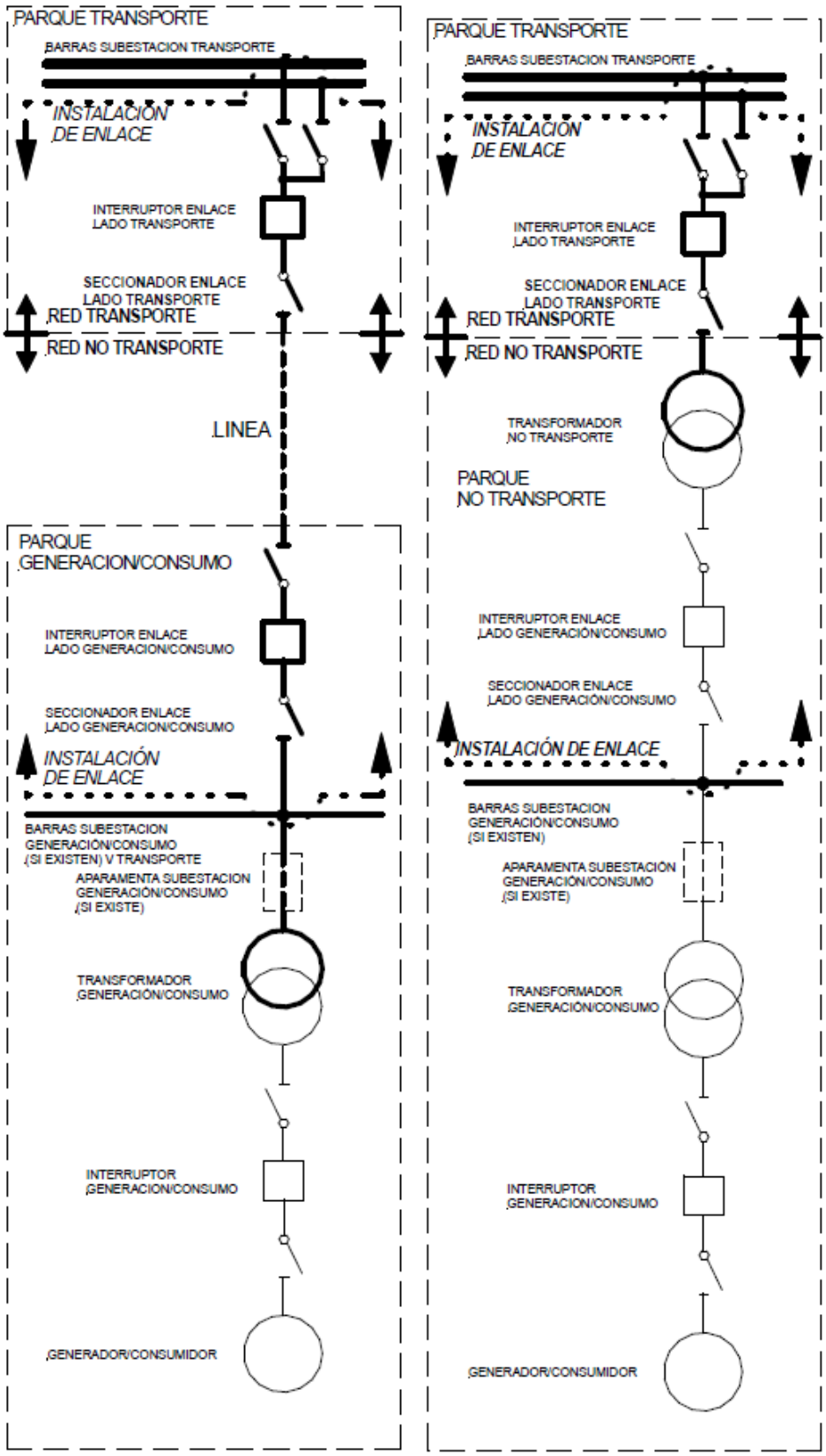
elementos que en ellas participan. En relación con las mismas, debe considerarse lo siguiente:

– El unifilar de la subestación de transporte se definirá según el procedimiento de operación 13.3 del SEPE o el procedimiento de operación 13 del SENP.

– En caso de situaciones excepcionales diferentes a las indicadas en este anexo, las mismas se analizarán de forma particular a fin de determinar la solución que mejor se adapte a los criterios indicados en este anexo.

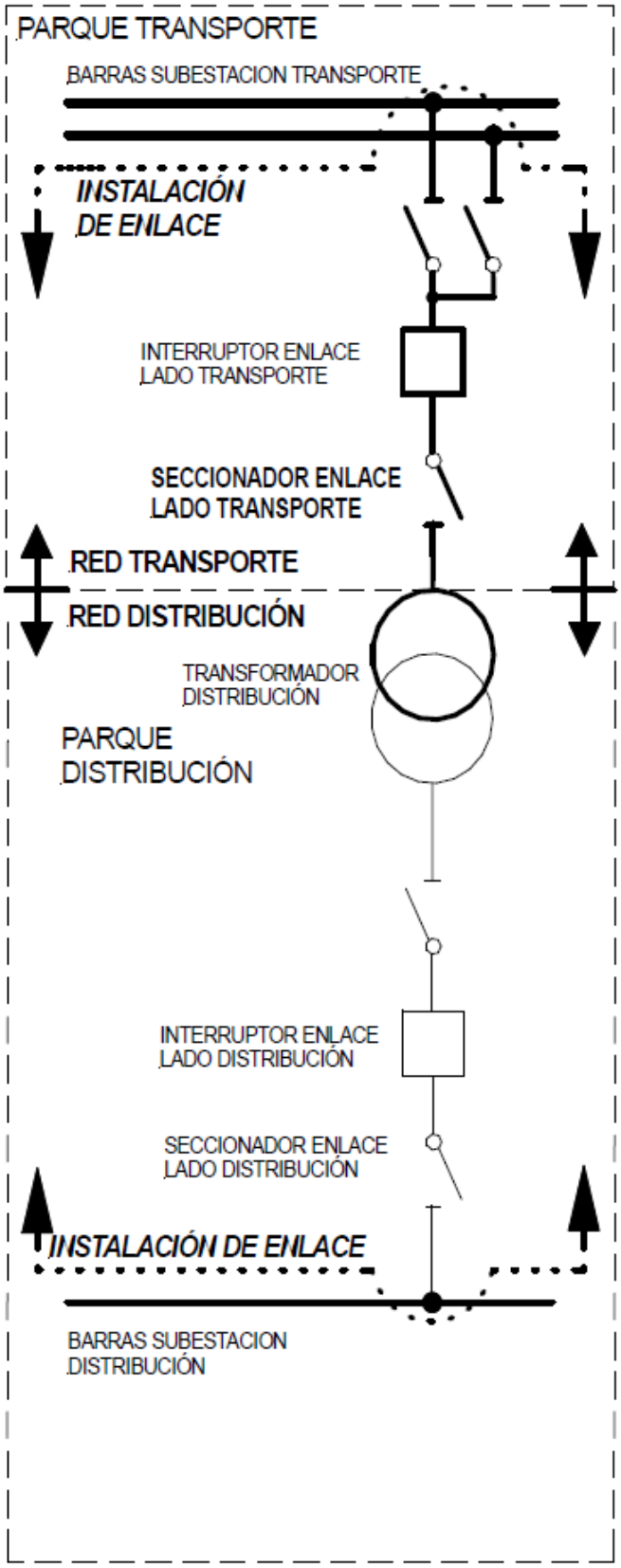
cve: BOE-A-2026-24926
Verificable en https://www.boe.es

Figura 1: Configuración básica de las instalaciones de enlace del tipo L y T1



cve: BOE-A-2026-24926
Verificable en https://www.boe.es

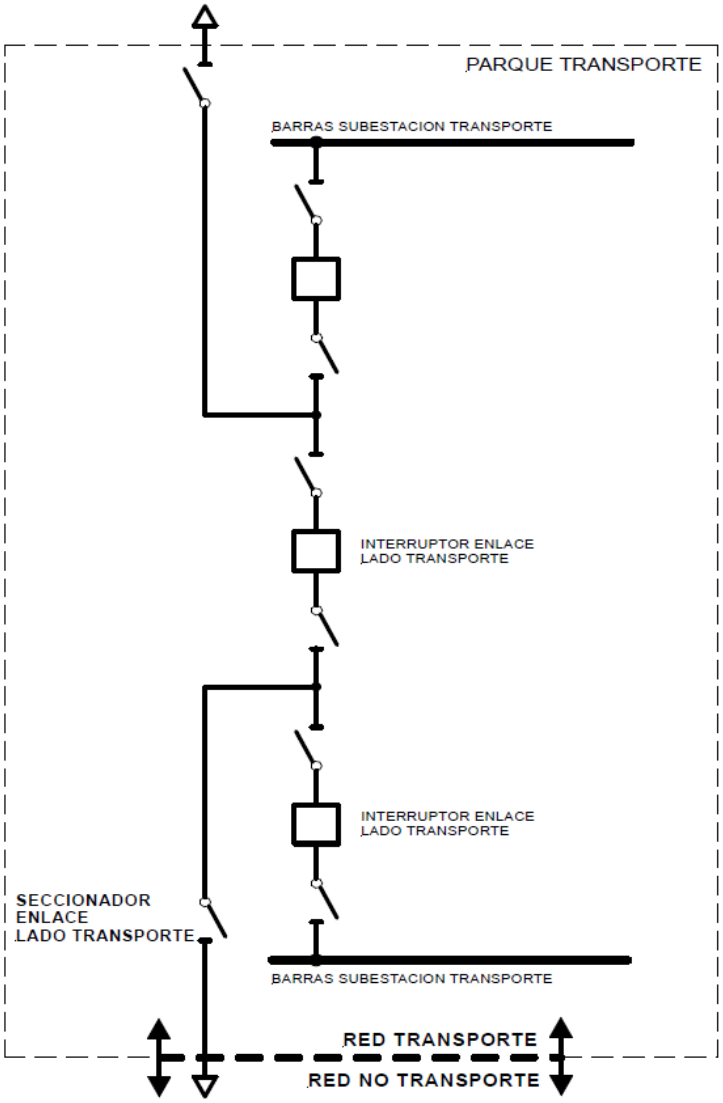
Figura 2: Configuración básica de las instalaciones de enlace del tipo T2



cve: BOE-A-2026-24926
Verificable en https://www.boe.es

Por su parte, la Figura 3 representa un diagrama en el que se señala el punto frontera para los casos en los que la subestación de transporte tenga una configuración de interruptor y medio:

Figura 3: Diagrama para la identificación del punto frontera para los casos en los que la subestación de transporte tenga una configuración de interruptor y medio



Independientemente de la solución adoptada para la definición de la instalación de enlace, deberán instalarse interruptores en ambos extremos de la instalación de enlace –lado red de transporte y lado instalación no transporte–.

La solución preferente para instalaciones de generación o almacenamiento será aquella en la que siempre exista interruptor de máquina –interruptor de generación en las figuras– y un interruptor no transporte de enlace lado generación. Únicamente se podrá prescindir de uno de los dos interruptores en las instalaciones del TIPO T1, cuando las funciones de transformador no transporte de enlace y de transformador de generación sean realizadas por la misma máquina.

En las instalaciones de demanda directamente conectados a la red de transporte, se podrá prescindir también de uno de los dos interruptores, preferentemente el de enlace, cuando las funciones del transformador no transporte y del transformador, sean realizadas por la misma máquina.

cve: BOE-A-2026-24926
Verificable en https://www.boe.es

No resultará aceptable que la función de sincronización a red, en el caso de que la instalación que se conecta a la red de transporte lo requiera, sea efectuada por interruptores de la red de transporte, salvo en el caso en que se establezca un acuerdo previo para sincronización y esté debidamente justificada frente a otras opciones; caso de operación en isla; o un acuerdo para aquellos casos en los que se deba utilizar dichos interruptores para secuencias especiales, como en el caso de instalaciones de bombeo u otras.

En el caso de que la instalación de enlace incluya una línea y/o cable aislado, éstos se diseñarán en base a una coordinación con los criterios de diseño definidos en el procedimiento de operación 13.3 del SEPE o en el procedimiento de operación 13 del SENP, en su caso, para las instalaciones de transporte, con aceptación previa del transportista.

No se aceptarán instalaciones de enlace constituidas por líneas o cables con conexiones en T, salvo el caso de conexión del transformador de servicios auxiliares del generador en el lado de baja tensión del transformador de generación.

En el caso de que la instalación de enlace incluya un transformador de potencia no transporte, éste cumplirá los requisitos mínimos establecidos en los procedimientos de operación relativos a condiciones de tensión y frecuencia, protecciones, información sobre cambiador de tomas y señales de interfase.

Los arrollamientos del lado de red de transporte del transformador de potencia deberán conectarse en estrella. La conexión del punto neutro de dicha estrella del transformador será, salvo indicación expresa en contra del operador del sistema, rígidamente puesto a tierra. El titular del transformador de distribución podrá proponer al operador del sistema el modo de puesta a tierra de dicho neutro del transformador. En caso de instalaciones de generación, los arrollamientos del lado de generación deberán conectarse en triángulo. No obstante, se podrán establecer otras conexiones previo acuerdo con el operador del sistema.

5.2 Sistemas de protección.

El sistema de protección del elemento de interconexión entre la red de transporte y la red de no transporte (línea de enlace en su caso) y del transformador de no transporte de tipo T1 o tipo T2 (Figuras 1 o 2 respectivamente) que hacen de elemento frontera, deberá cumplir al menos con el Procedimiento de Operación 11.1 «Criterios Generales de Protección del Sistema Eléctrico Español», o el procedimiento que le sustituya.

Adicionalmente, el sistema de protección de la instalación se coordinará con los sistemas de protección de la red a la que se conecta.

La instalación deberá soportar sin daño las faltas que se originen en la red de transporte y en el elemento de interconexión de la red de transporte con la instalación de no transporte, despejadas en los tiempos establecidos en el Procedimiento de Operación 11.1 «Criterios Generales de Protección del Sistema Eléctrico Español», o el procedimiento que le sustituya.

Dependiendo del tiempo crítico del sistema en el punto de conexión a la red de transporte y del mantenimiento de la selectividad en caso de pérdida de un sistema de telecomunicación, para el caso de líneas/cables, se dotará del número necesario de sistemas de telecomunicaciones independientes asociados al sistema de protección, de acuerdo con lo establecido en el Procedimiento de Operación 11.1 «Criterios Generales de Protección del Sistema Eléctrico Español», o el procedimiento que le sustituya.

5.3 Servicios auxiliares.

Deberá existir independencia física y funcional entre el equipamiento de servicios auxiliares de corriente alterna y de corriente continua de la red de transporte y el equipamiento de otras redes. De manera excepcional, en el caso de que no se considerara posible realizar dicha separación, se valorarán entre ambas partes las posibles alternativas que, de común acuerdo, den solución al problema.

cve: BOE-A-2026-24926
Verificable en https://www.boe.es

En puntos de conexión de generación y distribución, mientras esté en servicio la instalación a la que sirve la instalación de transporte, ésta deberá tener posibilidad de apoyo de alimentación de corriente alterna desde la instalación no transporte.

En el caso de que la instalación conectada a la red de transporte solicite alimentación eléctrica auxiliar desde la subestación de transporte, se atendrá a la disponibilidad de la misma, aceptando las especificaciones de diseño del transportista y garantizando el cumplimiento de la regulación vigente.

5.4 Red de tierras.

Se coordinará el diseño de la red de tierras de la instalación conectada a la red de transporte con los niveles de falta en el punto de conexión y con la red de tierras de la subestación de transporte.

Quedan exceptuadas de esta obligación las instalaciones no colindantes, en las que deberá mantenerse la separación entre las respectivas redes de tierras.

5.5 Intercambio de información con el operador del sistema.

La información y los mecanismos de intercambio de información con el operador del sistema serán los establecidos en los vigentes procedimientos de operación que regulan el intercambio de información entre los distintos sujetos del sistema eléctrico español y el operador del sistema.

5.6 Supervisión.

Las condiciones y el desarrollo de los procesos de acceso y conexión de nuevas instalaciones a la red de transporte o modificación de las existentes, ampliación de potencia y condiciones declaradas en instalaciones existentes ya conectadas a dicha red serán las establecidas en la normativa vigente.

El operador del sistema supervisará el cumplimiento de los requisitos de diseño y equipamiento.

5.7 Conexión de transformadores a la red de transporte.

En el caso de la conexión de transformadores de un sujeto generador, almacenamiento, demanda o red de distribución a la red de transporte, el operador del sistema identificará en la etapa de la solicitud de acceso y conexión la necesidad de dotar al interruptor del lado de alta de dicho transformador con un sistema de maniobra controlada para la maniobra de cierre del interruptor del transformador, al objeto de minimizar la corriente transitoria de magnetización de conexión del transformador a valores seguros para el sistema eléctrico, lo que pondrá en conocimiento del titular de la instalación en el permiso de acceso y conexión. Dicho sistema estará formado por el relé y los elementos asociados que le proporcionen las señales necesarias y que permitan canalizar las actuaciones para su correcto funcionamiento. El titular de la instalación tendrá la potestad de plantear una solución alternativa, cuya viabilidad será analizada por el operador del sistema.

En relación a la dotación del interruptor del transformador equipado con un sistema de maniobra controlada, la responsabilidad de la instalación y mantenimiento de los sistemas de maniobra controlada será del propietario del transformador, pudiendo darse las siguientes situaciones:

– En el caso de que el transformador sea propiedad del transportista, el transportista comprará e instalará el sistema de maniobra controlada y será responsable de su correcto ajuste, instalación, pruebas, operación y mantenimiento.

– En el caso de que el transformador sea propiedad del titular de la instalación que se conecta a la red de transporte, dicho titular comprará e instalará el sistema de maniobra controlada y será responsable de su correcto ajuste, instalación, pruebas,

cve: BOE-A-2026-24926
Verificable en https://www.boe.es

operación y mantenimiento, debiendo proporcionar la documentación técnica pertinente al gestor de la red de transporte y transportista.

En ambos casos, el interruptor del transformador maniobrado por el sistema de maniobra controlada será especificado para cumplir los requisitos requeridos por la maniobra controlada (mando unipolar, precisión en el tiempo de cierre, estabilidad en los tiempos de maniobra, etc.).

6. Condiciones de funcionamiento

6.1 Instalaciones de medida.

Los titulares de la instalación ubicarán los equipos que resulten aplicables conforme al Reglamento Unificado de Puntos de Medida y sus instrucciones técnicas complementarias en instalaciones independientes, tanto física como funcionalmente, de la instalación de transporte.

De manera excepcional, en caso de que lo indicado en el párrafo anterior no resulte factible, la ubicación en la instalación de transporte de los equipos de medida deberá justificarse mediante la acreditación de la no disponibilidad de medios alternativos independientes de dicha red por razones ambientales, técnicas o de coste desproporcionado. En tal caso, el transportista y el propietario establecerán un contrato que regule las condiciones de dicha ubicación conforme a los siguientes criterios:

a) Mantener la máxima independencia tanto física como funcional posible entre los elementos propios de la red de transporte y los del titular de la instalación, no aceptándose el uso común de elementos como transformadores de intensidad o tensión, salvo excepción expresamente indicada por el transportista.

b) La propiedad y responsabilidad de toda la aparamenta y de los equipos necesarios –tanto principales como redundantes y de comprobación– para la medida de la energía aportada o consumida de la red de transporte corresponderá al titular de la instalación conectada.

c) Las condiciones de seguridad de la instalación de transporte serán responsabilidad de su titular, obligándose el titular de la instalación conectada a asumir toda la normativa vigente en materia de seguridad para instalaciones eléctricas que resulte de aplicación, así como todos los condicionados de seguridad requeridos conforme al Reglamento Unificado de Puntos de Medida y los condicionados propios del transportista.

d) El contrato regulará las condiciones del acceso a los equipos de medida, así como la presencia de personal del transportista cuando las intervenciones del titular de la instalación conectada deban realizarse en el área de transporte e incluirá, en su caso, la compensación económica que se determine.

En cualquier caso, el transportista no estará obligado a aceptar su ubicación si las condiciones de disponibilidad física, de seguridad u operativas actuales o futuras conforme a los criterios de la actividad así lo aconsejan.

6.2 Mantenimiento.

El programa de mantenimiento de las instalaciones de la red de transporte se realizará conforme a lo previsto en el procedimiento de operación 3.4. del SEPE y el procedimiento de operación 3.4 del SENP.

Para asegurar el cumplimiento de las condiciones de seguridad de la red de transporte, el mantenimiento de las instalaciones de enlace deberá seguir los criterios establecidos por el transportista, pudiendo éste solicitar al agente los protocolos y documentación que considere oportunos para verificar el cumplimiento de tales criterios.

Con carácter previo a la puesta en servicio de las instalaciones de enlace y/o del resto de la instalación que se conectará a la red de transporte, se deberán acordar entre

cve: BOE-A-2026-24926
Verificable en https://www.boe.es

el transportista y el titular de la instalación los procedimientos particulares relativos a mantenimiento, duración y periodicidad de descargos, control de accesos y seguridad o cualesquiera otros que se consideren precisos elaborar con objeto de garantizar la adecuada explotación de las instalaciones. Dichos procedimientos serán elaborados por el transportista en coordinación con el titular de la instalación.

En el permiso de conexión se fijará el plazo de definición de dichos procedimientos que se incluirán como anexos en el contrato técnico de acceso.

6.3 Maniobras.

Con carácter previo a la puesta en servicio, deberán haberse acordado entre el transportista y gestor de la red de transporte y el propietario del módulo de generación de electricidad, del módulo de almacenamiento o de la instalación de demanda los procedimientos particulares relativos a ejecución de maniobras o cualesquiera otros que el gestor de la red de transporte y transportista considere preciso elaborar con objeto de garantizar la adecuada explotación de las instalaciones. Dichos procedimientos serán elaborados por el transportista y gestor de la red de transporte en coordinación con el propietario del módulo de generación de electricidad, del módulo de almacenamiento o de la instalación de demanda a través del correspondiente centro de control de generación y demanda o del centro de control del gestor de la red de distribución.

Las instalaciones de transporte y las conectadas a ellas deben contar con los medios propios que les permitan gestionar adecuadamente sus respectivas actividades, y en consecuencia hacer frente a sus responsabilidades. En particular, los titulares de las instalaciones conectadas dispondrán de un interlocutor disponible 24 horas al día con capacidad para maniobrar en tiempo real la instalación de enlace. Dicho interlocutor podrá ser un tercero contratado por el agente propietario para tal fin.

La instalación que se conecte a la red de transporte deberá contar como mínimo con un interruptor que haga función de interruptor de máquina, entendiendo como tal al interruptor instalado en el nivel de tensión del generador. Cuando se hubiese prescindido del interruptor de enlace del lado generación, en caso de las instalaciones tipo T1, el titular de la instalación de generación podrá solicitar un acuerdo específico con el transportista para la operación de las posiciones de la subestación de transporte que habilitan la conexión. Esta situación únicamente será posible en aquellos casos en los que el generador tenga la posibilidad de funcionar en isla sobre sus servicios auxiliares o cuando la función de sincronización solo se pueda realizar con la posición de red de transporte que habilita la conexión. En todo caso, la decisión sobre la cesión del mando en la instalación de transporte será siempre potestad del propietario de la instalación de transporte y estará sujeta a la aprobación del operador del sistema.

En el referido acuerdo deberán recogerse cuantas condiciones técnicas y económicas de garantía del servicio se consideren necesarias por ambas partes (incluyendo, por ejemplo, tiempos de indisponibilidad, consecuencias de operaciones incorrectas por fallo de equipos de la red de transporte de los que se cede el uso temporal, acuerdos de mantenimiento, responsabilidades económicas por daños, seguros a contratar, coordinación de protecciones, etc.).

Asimismo, con carácter previo a la puesta en servicio de las instalaciones de conexión, el titular de la instalación conectada deberá firmar, a través del Centro de Control que opere la instalación de enlace en el caso que se trate de un tercero, con el Centro de Control que opere la instalación a la que se conecte, un acuerdo general de maniobras donde quedará especificado:

– La responsabilidad de maniobra de cada posición.
– La forma de ejecutar las maniobras en situación normal y en situación de emergencia.
– Ejecución de maniobras ante trabajos en la instalación o ante disparos fortuitos.

cve: BOE-A-2026-24926
Verificable en https://www.boe.es

– Actuación ante fallo de las vías de comunicación de voz entre los centros de control responsables de las maniobras o ante pérdidas de telemando de las instalaciones.

– Otras cuestiones que vengan reflejadas en el contrato técnico de acceso y que condicionen la operación de la instalación de enlace.

Este acuerdo general quedará plasmado en un procedimiento general de maniobras entre el titular de la instalación conectada, a través del Centro de Control responsable de las maniobras que opere la instalación de enlace si se tratase de un tercero, y el Centro de Control que opere la instalación a la que se conecte.

6.3.1 Grupos con interruptor de máquina.

El interruptor de máquina se encuentra representado como interruptor generación en Figura 1.

Toda operación normal del grupo se realizará mediante el interruptor de máquina, o el interruptor de enlace lado no transporte, en función del tipo de instalación. El acuerdo específico se referirá a la sincronización desde operación en isla o cuando la función de sincronización sólo pueda ser realizada por la posición de red de transporte que habilita la conexión.

Los elementos necesarios para realizar la sincronización serán propiedad y responsabilidad del generador o del almacenamiento y se instalarán asociados al interruptor a sincronizar.

El transportista proporcionará al generador o almacenamiento las señales de tensión de la subestación, y los elementos de sincronización del generador o almacenamiento actuarán directamente sobre los interruptores que realicen la función de sincronización.

Cuando la central y la subestación de transporte estén unidas por un circuito, considerándose la instalación como de TIPO L, el encargado de realizar la sincronización con la red de transporte será el interruptor de enlace lado generación (no transporte), no aplicando acuerdos específicos en este caso.

Las maniobras de los interruptores de enlace lado transporte como elementos de la red de transporte tendrán prioridad sobre la maniobra de sincronización del grupo cuando se haya quedado en isla.

6.4 Condiciones de conexión y desconexión.

Los centros de control de generación y demanda, a petición del operador del sistema, serán responsables de predisponer en teledisparo, en reducción automática de potencia, o de aplicar otros automatismos, conforme al apartado 3, a las instalaciones conectadas a la red de transporte que les resulte de aplicación.

En el caso de generación renovable, cogeneración y residuos, se podrá implementar teledisparo por alimentación degradada a consumidores aislados y ante cualquier apertura del interruptor de la subestación de transporte.

El operador del sistema podrá revisar el contrato establecido entre el gestor de la red de distribución y las instalaciones conectadas a esas mismas redes que le resulte de aplicación y proponer su modificación si lo considera oportuno. Asimismo, podrá establecer compromisos contractuales con las empresas distribuidoras, que deberán ponerse en conocimiento de la administración competente.

Lo dispuesto en el presente apartado podrá extenderse, cuando proceda, a los contratos suscritos entre comercializadores y consumidores.

cve: BOE-A-2026-24926
Verificable en https://www.boe.es

ANEXO II

Requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento y seguridad para la conexión a la red exigibles a los módulos de generación de electricidad

1. Módulos de generación de electricidad del Sistema Eléctrico Peninsular Español

Los propietarios de los módulos de generación de electricidad del SEPE a los que, conforme a lo establecido en el artículo 7 del presente real decreto y con independencia de que se conecten a la red de distribución o transporte, les resulte de aplicación lo dispuesto en este anexo, deberán cumplir con todos los requisitos técnicos exigidos en el Reglamento (UE) 2016/631 de la Comisión, de 14 de abril de 2016, y sus desarrollos nacionales en el Real Decreto 647/2020, de 7 de julio, y la Orden TED/749/2020, de 16 de julio, para el SEPE. No obstante, se considerarán las salvedades siguientes:

– Los módulos de generación de electricidad deberán cumplir con los requisitos indicados en los subapartados siguientes. Estos requisitos, según corresponda:

● Sustituyen o modifican requisitos semejantes establecidos en la citada normativa europea y desarrollos nacionales.
● Resultan adicionales a los mismos al quedarse fuera del ámbito del Reglamento (UE) 2016/631 de la Comisión, de 14 de abril de 2016, y revisten de un carácter esencial para asegurar el funcionamiento y la seguridad del SEPE.

1.1 Requisitos de frecuencia.

1.1.1 Control de la potencia.

Los controles de la potencia programada o de despacho –de establecimiento, de limitación, de limitación de rampa, de anti vertido en autoconsumidores o si el módulo de generación de electricidad dispone de un sistema de control coordinado, según se menciona en el Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, que impida que la potencia activa que pueda inyectar a la red supere la capacidad de acceso concedida–, se diseñarán de forma que no se impida:

– Las inyecciones transitorias naturales –respuestas inerciales, electromagnéticas, etc.– de las máquinas eléctricas, los incrementos de potencia de la emulación de inercia del módulo de parque eléctrico que, en su caso, pudiesen superar la capacidad máxima e independientemente del valor de las mismas.
– Los incrementos/decrementos de potencia acumulados derivados de la regulación potencia frecuencia –MRPF, MRPFL-O y MRPFL-U– mientras no se alcance su capacidad máxima, en cuyo caso, se debe saturar la respuesta de dicha regulación potencia frecuencia.
– El amortiguamiento de oscilaciones u otros controles incrementales de la potencia, del módulo de generación de electricidad mientras no se alcance su capacidad máxima, en cuyo caso, se debe saturar la respuesta de dichos controles.

Para lograr tal cometido, las velocidades de respuesta de los controles de potencia programada o de despacho deberán ser, en caso necesario, suficientemente lentas para no interferir con las respuestas rápidas del resto de controles dependientes de la frecuencia.
En particular, a efectos de no impedir las inyecciones transitorias naturales –respuestas inerciales, electromagnéticas, etc.– de las máquinas eléctricas ni los incrementos/decrementos de potencia de la emulación de inercia del módulo de parque eléctrico en su caso, el sistema de control coordinado sólo actuará tras una temporización de 30 segundos superando la capacidad de acceso concedida.
No obstante lo anterior, la Dirección General de Política Energética y Minas podrá aprobar, mediante resolución, una especificación técnica del sistema de control

cve: BOE-A-2026-24926
Verificable en https://www.boe.es

coordinado que detalle técnicamente el contenido del presente requisito técnico de conexión.

Dicha especificación será elaborada por el operador del sistema y remitida a la citada Dirección General para su aprobación. A tal efecto, el operador del sistema constituirá un grupo de trabajo en el que participarán los sujetos y agentes interesados y, en particular, los gestores de red y las asociaciones representativas de los sectores de generación y almacenamiento, y someterá la propuesta a consulta pública.

1.1.2 Rangos de frecuencia.

En relación con los periodos de tiempo mínimos durante los que un módulo de generación de electricidad debe ser capaz de funcionar a diferentes valores de frecuencia, desviándose del valor nominal sin desconectarse de la red, se establece que, en función de las limitaciones físicas del aprovechamiento –hidroeléctrico, entre otros– y tecnológicas justificadas, se podrán acordar rangos de frecuencia y periodos de tiempo de funcionamiento menores con el operador del sistema. No obstante, deberán quedar convenientemente coordinados con los ajustes de los relés de desconexión por sobrefrecuencia.

Si un módulo de generación de electricidad conectado a la red de distribución se encontrase equipado con las protecciones necesarias para la detección de funcionamiento en isla, el gestor de la red de distribución podrá proponer al propietario del módulo de generación de electricidad, en coordinación con el operador del sistema, ajustes de máxima frecuencia dentro de los rangos en los que un módulo de generación de electricidad deberá ser capaz de funcionar sin desconectarse en caso de que el operador del sistema tuviese incluido el módulo de generación de electricidad en los planes de deslastre de generación por sobrefrecuencia.

1.1.3 Modos de regulación potencia-frecuencia MRPF, MRPFL-O y MRPFL-U.

En relación con los modos de regulación potencia frecuencia, los módulos de generación de electricidad cumplirán con las siguientes especificaciones:

– Tendrán la capacidad técnica de activar y de desactivar de forma independiente cada uno de los modos MRPF, MRPFL-O y MRPFL-U que le corresponda cumplir en función de su significatividad.

– La banda muerta del modo MRPF se debe interpretar en valor absoluto, es decir, se implementarán sendos tramos de frecuencia sin respuesta en potencia alrededor de 50 Hz, uno de frecuencia positiva y otro de frecuencia negativa, siendo ambos tramos de igual amplitud que la banda muerta definida.

– En cuanto a la monitorización del MRPF para los módulos de parque eléctrico, debe aportarse el valor de la potencia producible en tiempo real.

– Adicionalmente, el módulo de generación de electricidad de tipo C o D tendrá capacidad de recibir del operador del sistema e implementar consignas de limitación a la provisión de reserva de potencia a subir y a bajar a utilizar por los modos MRPF, MRPFL-O y MRPFL-U.

– Se establece como nivel mínimo de regulación para los módulos de parque eléctrico el 20% de la capacidad máxima. No obstante, se aceptará cualquier valor inferior si el titular del módulo de generación de electricidad declara un valor menor en el acuerdo de conexión. En el caso de los módulos de generación de electricidad síncronos, el nivel mínimo de regulación se considerará igual al mínimo técnico. Sin perjuicio de lo anterior, en el caso de los módulos de parque eléctrico, se permitirán niveles mínimos de regulación y mínimos técnicos mayores en situaciones justificadas por limitaciones físicas del aprovechamiento primario como, por ejemplo, pueda ocurrir en el caso de aprovechamientos hidroeléctricos con conexión no síncrona a la red.

cve: BOE-A-2026-24926
Verificable en https://www.boe.es

1.2 Requisitos de tensión.

1.2.1 Control de inyección rápida de corriente.

Durante las faltas desequilibradas, se permitirá una reducción en la corriente reactiva en las secuencias positiva y negativa respecto a los valores de corriente requeridos siempre que, al menos, la corriente inyectada sea mayor o igual a la corriente aparente nominal, de manera que las componentes de secuencia positiva y negativa estén limitadas en la misma proporción. No obstante, para la tecnología doblemente alimentada, se considerará válida la reducción si la componente de secuencia positiva es superior al 40% de la corriente aparente nominal.

1.2.2 Modos de control combinado de potencia reactiva.

Los módulos de parque eléctrico de tipo C y tipo D deberán disponer de un esquema combinado de control a consigna de potencia reactiva y a consigna de tensión.

El operador del sistema elaborará una especificación técnica del control combinado de potencia reactiva. A tal efecto, constituirá un grupo de trabajo en el que participarán los sujetos y agentes interesados y, en particular, los gestores de red y las asociaciones representativas de los sectores de generación y almacenamiento, y someterá la propuesta a consulta pública.

Una vez finalizada la consulta pública, la propuesta será remitida a la Dirección General de Política Energética y Minas para su aprobación, en su caso, mediante resolución.

La integración de este esquema combinado de control deberá llevarse a cabo en el plazo de seis meses desde la publicación de la citada resolución.

1.2.3 Rangos de tensión para módulos de generación de electricidad tipo D conectados en red de distribución radial.

La desconexión automática de módulos de generación de electricidad tipo D conectados en red de distribución radial a tensión inferior a 110 kV deberá ajustarse a los umbrales mínimos establecidos en la Tabla 5. A tal efecto, deberán preverse márgenes en los parámetros de ajuste que garanticen el cumplimiento de dicho requisito.

Tabla 5: Umbrales mínimos para la desconexión automática de módulos de generación de electricidad tipo D conectados en red de distribución radial a tensión inferior a 110 kV

Umbral de tensión	Tiempo de desconexión
< 0,85 pu	> 5 segundos
> 1,20 pu	> 5 segundos

1.2.4 Rangos de tensión para módulos de generación de electricidad tipo A, B y C conectados en red de distribución radial.

En el caso de los módulos de generación de electricidad de tipo A, B y C conectados en red de distribución radial a tensión inferior a 110 kV, la desconexión automática de dichos módulos deberá ajustarse a los umbrales mínimos establecidos en la Tabla 6. A tal efecto, deberán preverse márgenes en los parámetros de ajuste que garanticen el cumplimiento de dicho requisito.

cve: BOE-A-2026-24926
Verificable en https://www.boe.es

Tabla 6: Umbrales mínimos para la desconexión automática de módulos de generación de electricidad tipo A, B o C conectados en red de distribución radial a tensión inferior a 110 kV

Umbral de tensión	Tiempo de desconexión
< 0,85 pu	> 5 segundos
> 1,20 pu	> 5 segundos

No obstante, con el fin de garantizar la seguridad de la red, el gestor de la red de distribución tendrá potestad para definir tiempos de desconexión diferentes, en coordinación con el operador del sistema, en función de las características del punto de conexión o atendiendo a situaciones de red no previstas en el momento de la conexión por la evolución a futuro de las características de la red, siempre que no supongan un redimensionamiento no previsto en el módulo de generación de electricidad.

1.2.5 No producción de oscilaciones adversas.

En el rango de frecuencia entre 0,1 Hz y 20 Hz, los sistemas de control y las características de diseño de los módulos de parque eléctrico tipo C y tipo D deberán cumplir con los requisitos establecidos a continuación en relación con las oscilaciones adversas de la potencia activa y reactiva:

a) La amplitud de las oscilaciones adversas no deberá superar:

– Para la potencia activa: el valor máximo entre el ± 0,5 % de la capacidad máxima y ± 500 kW.
– Para la potencia reactiva: el valor máximo entre el ± 0,5 % de su capacidad reactiva máxima y ± 150 kVAr.

El operador del sistema podrá modificar los valores de amplitud antes mencionados si con los valores citados se producen situaciones de inestabilidad en la red que afecten a la seguridad del sistema.
Las oscilaciones originadas por controles que den soporte al sistema y que hayan sido establecidos por la normativa de aplicación –por ejemplo, el amortiguamiento de oscilaciones de potencia a través de implementación de sistemas POD– no serán consideradas oscilaciones adversas.

1.2.6 Capacidad de amortiguamiento de las oscilaciones de potencia.

Los módulos de parque eléctrico de tipo C y D deberán disponer de un sistema POD-Q, módulo destinado a amortiguar oscilaciones mediante potencia reactiva, o POD-P, módulo destinado a amortiguar oscilaciones mediante potencia activa. El amortiguamiento de oscilaciones de potencia deberá ser capaz de amortiguar las oscilaciones en el punto de conexión en el rango de 0,1 Hz – 1,5 Hz. El principio de funcionamiento, los ajustes y parámetros del control serán aprobados por el operador del sistema.

1.2.7 Capacidad para la compensación de potencia reactiva en redes mancomunadas.

De acuerdo con los artículos 18.2.a) y 21.3.a) del Reglamento (UE) 2016/631 de la Comisión, de 14 de abril de 2016, el operador del sistema propondrá una especificación técnica de capacidad para la compensación de potencia reactiva en redes mancomunadas. A tal efecto, constituirá un grupo de trabajo en el que participarán los sujetos, agentes y asociaciones interesados y, en particular, los gestores de red de distribución, y someterá la propuesta a consulta pública.

cve: BOE-A-2026-24926
Verificable en https://www.boe.es

Una vez finalizada la consulta pública, la propuesta será remitida a la Dirección General de Política Energética y Minas para su aprobación, en su caso, mediante resolución.

1.3 Requisitos de robustez.

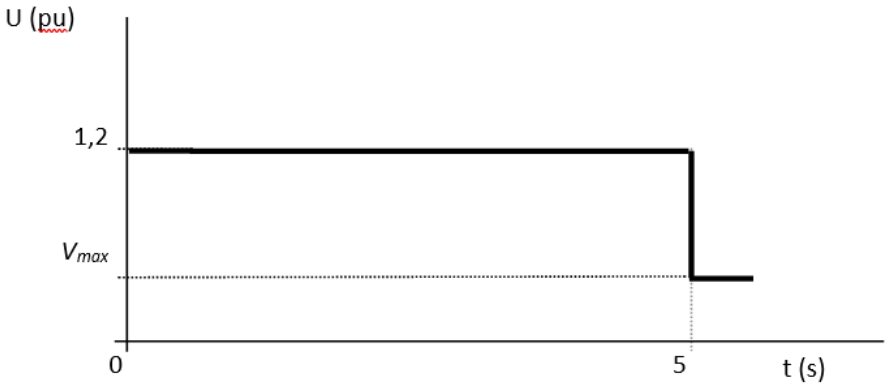
1.3.1 Capacidad para soportar sobretensiones temporales.

Este requisito únicamente será exigible a los módulos de generación de electricidad que se conecten y pongan en servicio 2 años después de la entrada en vigor del presente real decreto.

Los tiempos mínimos de sobretensiones en el punto de conexión (tensión eficaz a tierra en una o en todas las fases en valor unitario de la base de tensión del punto de conexión) que debe ser capaz de soportar sin desconectar un módulo de generación de electricidad síncrono tipo D conectado a la red de transporte serán los reflejados en la Figura 4, en lugar de los representados en la Figura 17 del apartado 3.2.3. de la Orden TED/749/2020, de 16 de julio.

Por su parte, los tiempos mínimos de sobretensiones en el punto de conexión (tensión eficaz entre cualquier par de fases en valor unitario de la base de tensión del punto de conexión) que debe ser capaz de soportar sin desconectar un módulo de generación de electricidad síncrono de los tipos B, C o D no conectado en la red de transporte serán los reflejados en la Figura 5, en lugar de los representados en la Figura 18 del apartado 3.2.3. de la Orden TED/749/2020, de 16 de julio.

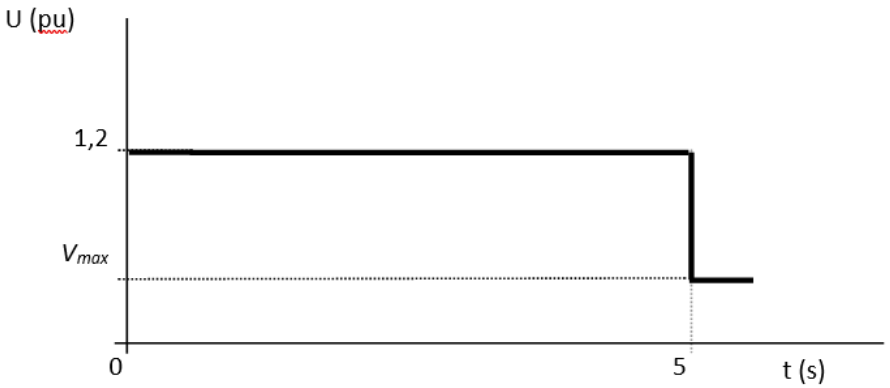
Figura 4: Tiempos mínimos de sobretensiones en el punto de conexión (tensión eficaz a tierra en una o en todas las fases en valor unitario de la base de tensión del punto de conexión) que debe ser capaz de soportar sin desconectar un módulo de generación de electricidad síncrono tipo D conectado a la red de transporte



Vmax: Valor máximo de tensión admisible dentro de los rangos de tensión que deben soportarse sin desconexión, de conformidad con el apartado 2.1 del anexo I de la Orden TED/749/2020, de 16 de julio.

cve: BOE-A-2026-24926
Verificable en https://www.boe.es

Figura 5: Tiempos mínimos de sobretensiones en el punto de conexión (tensión eficaz entre cualquier par de fases en valor unitario de la base de tensión del punto de conexión) que debe ser capaz de soportar sin desconectar un módulo de generación de electricidad síncrono de los tipos B, C o D no conectado en la red de transporte

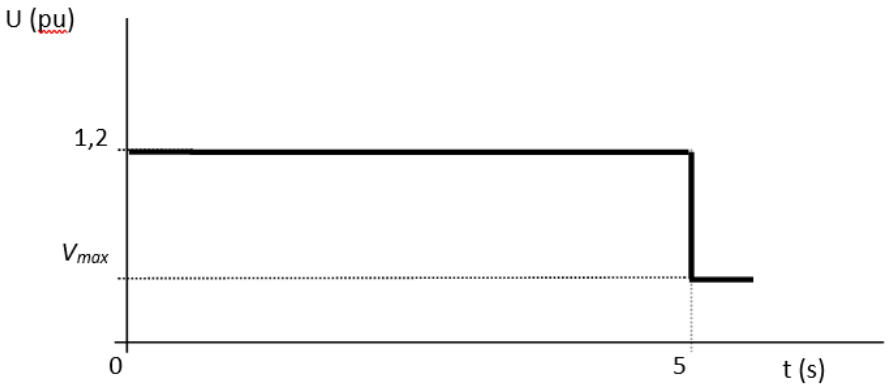


Vmax: Valor máximo de tensión admisible dentro de los rangos de tensión que deben soportarse sin desconexión, de conformidad con el apartado 2.1 del anexo I de la Orden TED/749/2020, de 16 de julio.

Por otro lado, los tiempos mínimos de sobretensiones en el punto de conexión (tensión eficaz a tierra en una o en todas las fases en valor unitario de la base de tensión del punto de conexión) que debe ser capaz de soportar sin desconectar un módulo de parque eléctrico tipo D conectado en la red de transporte serán los reflejados en la Figura 6, en lugar de los representados en la Figura 19 del apartado 3.3.3. de la Orden TED/749/2020, de 16 de julio.

Finalmente, los tiempos mínimos de sobretensiones en el punto de conexión (tensión eficaz entre cualquier par de fases en valor unitario de la base de tensión del punto de conexión) que debe ser capaz de soportar sin desconectarse un módulo de parque eléctrico tipo B, C o D no conectado a la red de transporte serán los reflejados en la Figura 7, en lugar de los representados en la Figura 20 del apartado 3.3.3. de la Orden TED/749/2020, de 16 de julio.

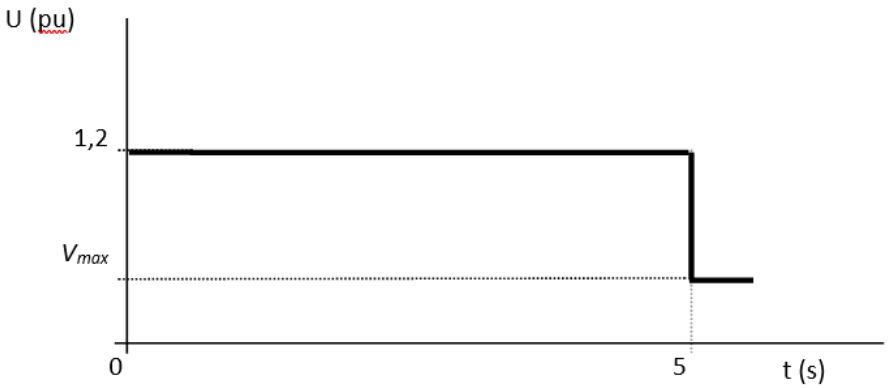
Figura 6: Tiempos mínimos de sobretensiones en el punto de conexión (tensión eficaz a tierra en una o en todas las fases en valor unitario de la base de tensión del punto de conexión) que debe ser capaz de soportar sin desconectar un módulo de parque eléctrico tipo D conectado en la red de transporte



Vmax: Valor máximo de tensión admisible dentro de los rangos de tensión que deben soportarse sin desconexión, de conformidad con el apartado 2.1 del anexo I de la Orden TED/749/2020, de 16 de julio.

cve: BOE-A-2026-24926
Verificable en https://www.boe.es

Figura 7: Tiempos mínimos de sobretensiones en el punto de conexión (tensión eficaz entre cualquier par de fases en valor unitario de la base de tensión del punto de conexión) que debe ser capaz de soportar sin desconectarse un módulo de parque eléctrico tipo B, C o D no conectado a la red de transporte



Vmax: Valor máximo de tensión admisible dentro de los rangos de tensión que deben soportarse sin desconexión, de conformidad con el apartado 2.1 del anexo I de la Orden TED/749/2020, de 16 de julio.

El bloqueo de electrónica de potencia en los módulos de parque eléctrico o la aplicación de otras técnicas equivalentes para soportar sobretensiones temporales no estará permitido, salvo que sea acordado con el gestor de la red pertinente, en coordinación con el operador del sistema.

2. Módulos de generación de electricidad del Sistema Eléctrico No Peninsular

Los propietarios de los módulos de generación de electricidad del SENP a los que, conforme a lo establecido en el artículo 7 del presente real decreto y con independencia de que se conecten a la red de distribución o transporte, les resulte de aplicación lo dispuesto en este anexo, deberán cumplir con todos los requisitos técnicos exigidos en el Reglamento (UE) 2016/631 de la Comisión, de 14 de abril de 2016, y sus desarrollos nacionales en el Real Decreto 647/2020, de 7 de julio, y la Orden TED/749/2020, de 16 de julio, para el SEPE. No obstante, se considerarán las salvedades siguientes:

– Las referencias a procedimientos de operación se entenderán sustituidas por referencias a los procedimientos de operación equivalentes del Sistema No Peninsular Español, en su caso.

– Con carácter general, se tendrá en cuenta que toda referencia al nivel de tensión nominal de 110 kV del Reglamento (UE) 2016/631 de la Comisión, de 14 de abril de 2016, y sus desarrollos nacionales en la Orden TED/749/2020, de 16 de julio, será considerada como referida a 66 kV a los efectos de la aplicación de cualquier requisito al SENP.

– Los módulos de generación de electricidad deberán cumplir con los requisitos indicados en los subapartados siguientes. Estos requisitos, según corresponda:

● Sustituyen o modifican requisitos semejantes establecidos en la citada normativa europea y desarrollos nacionales.

● Resultan adicionales a los mismos al quedarse fuera del ámbito del Reglamento (UE) 2016/631 de la Comisión, de 14 de abril de 2016, y revisten de un carácter esencial para asegurar el funcionamiento y la seguridad del SENP.

cve: BOE-A-2026-24926
Verificable en https://www.boe.es

2.1 Requisitos de frecuencia.

2.1.1 Control de la potencia.

Los controles de la potencia programada o de despacho –de establecimiento, de limitación, de limitación de rampa, de anti vertido en autoconsumidores o si el módulo de generación de electricidad dispone de un sistema de control coordinado, que impida que la potencia activa que pueda inyectar a la red supere la capacidad de acceso concedida–, cumplirán los mismos requisitos de diseño establecidos para los módulos de generación de electricidad del SEPE.

2.1.2 Rangos de frecuencia.

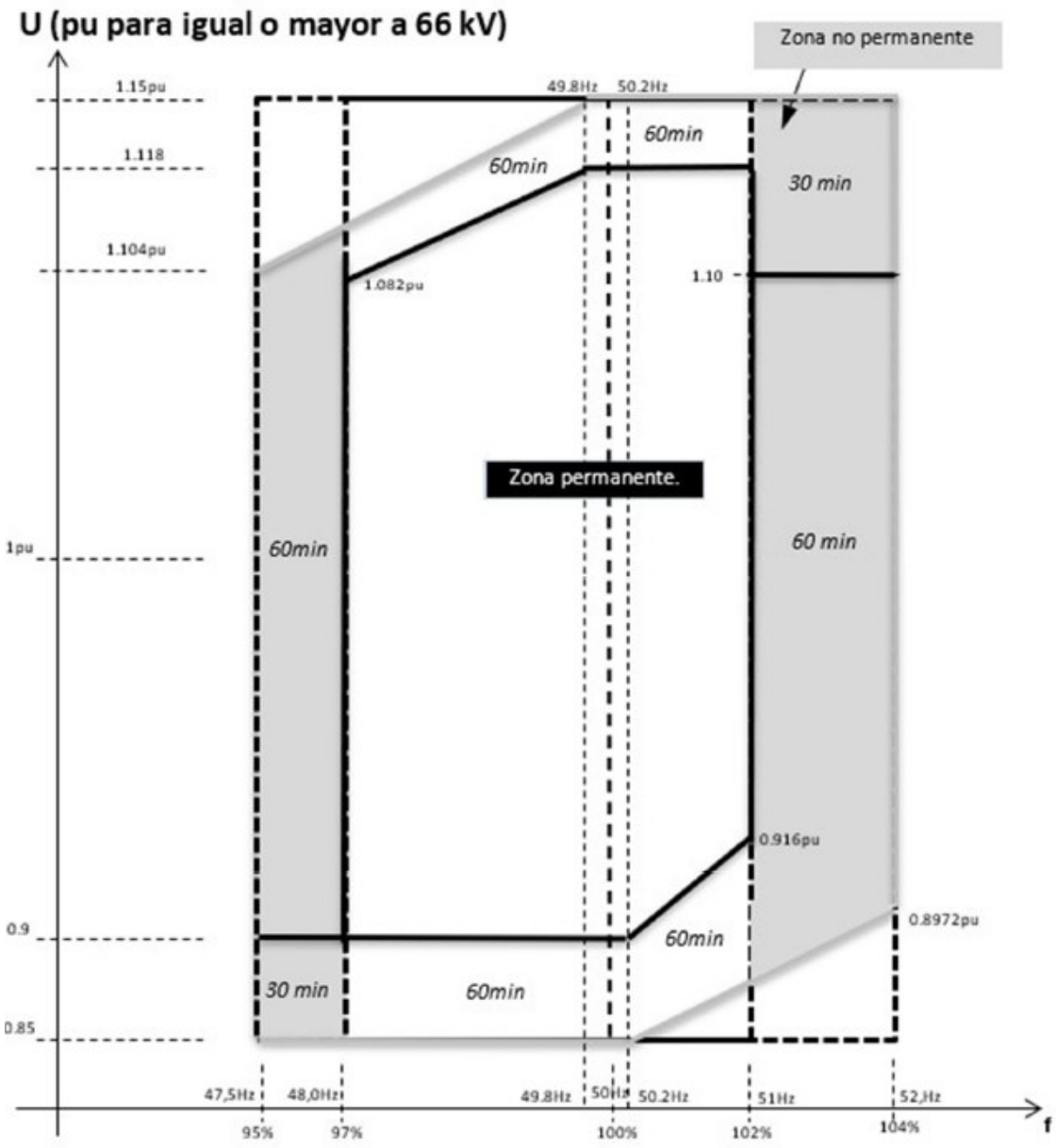
En relación con los periodos de tiempo mínimos en los que un módulo de generación de electricidad debe ser capaz de funcionar a diferentes valores de frecuencia, desviándose del valor nominal, sin desconectarse de la red, se establece que, dependiendo de las limitaciones físicas del aprovechamiento –hidroeléctrico, entre otros– y limitaciones tecnológicas justificadas, se podrán acordar rangos de frecuencia y periodos de tiempo de funcionamiento menores con el operador del sistema. No obstante, deberán quedar convenientemente coordinados con los ajustes de los relés de desconexión por sobrefrecuencia.

Si un módulo de generación de electricidad conectado a la red de distribución se encontrase equipado con las protecciones necesarias para la detección de funcionamiento en isla, el gestor de la red de distribución podrá proponer al propietario del módulo de generación de electricidad, en coordinación con el operador del sistema, ajustes de máxima frecuencia dentro de los rangos en los que un módulo de generación de electricidad deba ser capaz de funcionar sin desconectarse en caso de que el operador del sistema tuviese incluido el módulo de generación de electricidad en los planes de deslastre de generación por sobrefrecuencia.

Los periodos de tiempo mínimos durante los que un módulo de generación de electricidad conectado debe ser capaz de funcionar a diferentes valores combinados de frecuencia y tensión sin desconectarse de la red en caso de que la tensión nominal del punto de conexión sea igual o mayor a 66 kV son establecidos en la Figura 8.

cve: BOE-A-2026-24926
Verificable en https://www.boe.es

Figura 8: Periodos de tiempo mínimos durante los que un módulo de generación de electricidad conectado debe ser capaz de funcionar a diferentes valores combinados de frecuencia y tensión, sin desconectarse de la red en el caso de que la tensión nominal del punto de conexión sea igual o mayor a 66 kV



Adicionalmente, y a estos efectos, no resultarán aplicables los párrafos correspondientes de la Orden TED/749/2020 que permiten al gestor de red reducir el margen de actuación de las protecciones o disminuir el umbral de 2 Hz/s en caso de incidencias locales.

2.1.3 Nivel mínimo de regulación y mínimo técnico.

Para los módulos de parque eléctrico se establece como nivel mínimo de regulación el valor del 20% de la capacidad máxima. No obstante, se considerará inferior si el titular del módulo de generación de electricidad declara un valor inferior en el acuerdo de

cve: BOE-A-2026-24926
Verificable en https://www.boe.es

conexión. En el caso de los módulos de generación de electricidad síncronos, el nivel mínimo de regulación se considerará igual al mínimo técnico.

Sin perjuicio de lo anterior, en el caso de los módulos de parque eléctrico, se permitirán niveles mínimos de regulación y mínimos técnicos mayores en situaciones justificadas por limitaciones físicas del aprovechamiento primario como, por ejemplo, en el caso de aprovechamientos hidroeléctricos con conexión no síncrona a la red.

2.1.4 Modos de regulación potencia-frecuencia MRPF, MRPFL-O y MRPFL-U.

Los módulos de generación de electricidad de tipo C o D tendrán la capacidad técnica de activar y de desactivar cada uno de los modos MRPF, MRPFL-O y MRPFL-U de forma independiente.

En el caso de módulos de parque eléctrico, el control MRPF podrá activarse y desactivarse en tiempo real a solicitud del operador del sistema en función de la necesidad de participación de esta generación en la regulación potencia frecuencia.

La banda muerta del modo MRPF debe interpretarse en valor absoluto. Es decir, se implementarán sendos tramos de frecuencia sin respuesta en potencia alrededor de 50 Hz: uno de frecuencia positiva y otro de frecuencia negativa, siendo ambos tramos de igual amplitud que la banda muerta definida.

Salvo indicación contraria por el operador del sistema, los tiempos de respuesta y ajustes por defecto de los parámetros que se considerarán en el SENP serán los especificados en la Tabla 7:

Tabla 7: Tiempos de respuesta y ajustes por defecto de los parámetros que se considerarán el SENP

Requisito	Rango ajustable o parámetro	Módulo de parque eléctrico eólico	Módulo de parque eléctrico no eólico	Módulo de generación de electricidad síncrono
MRPFL-O	Umbral de activación Δf_1	0,25 Hz	0,25 Hz	0,2 Hz
	Estatismo s_2	4%	4%	4%
	Retraso inicial t_a	150 ms o 300 ms (1)	150 ms o 300 ms (1)	300 ms
	Tiempo de respuesta t_r (4)	menor o igual a 5 s para una variación de potencia activa de hasta el 50% de la potencia máxima.	menor o igual a 5 s para una variación de potencia activa de hasta el 50% de la potencia máxima (3)	menor o igual a 5 s para una variación de potencia activa de hasta el 45% de la potencia máxima (3)
	Tiempo de establecimiento t_e (4)	menor o igual a 10 s.	menor o igual a 10 s.	menor o igual a 10 s.
MRPFL-U	Umbral de activación Δf_1	-0,25 Hz	-0,25 Hz	-0,2 Hz
	Estatismo s_2	4%	4%	4%
	Retraso inicial t_a	150 ms o 300 ms (1)	150 ms o 300 ms (1)	300 ms
	Tiempo de respuesta t_r (5)	menor o igual a 2 s para una variación de potencia activa de hasta el 20% de la potencia máxima (2).	menor o igual a 5 s para una variación de potencia activa de hasta el 50% de la potencia máxima (3)	menor o igual a 2 segun-dos para una variación de potencia activa de hasta el 20% de la potencia má-xima (3)
	Tiempo de establecimiento t_e (5)	menor o igual a 10 s	menor o igual a 10 s (3)	menor o igual a 30 s (3)

cve: BOE-A-2026-24926
Verificable en https://www.boe.es

Requisito	Rango ajustable o parámetro	Módulo de parque eléctrico eólico	Módulo de parque eléctrico no eólico	Módulo de generación de electricidad síncrono
MRPF	$\|\Delta P_1\|/P_{max}$	10%	10%	10%
	$\|\Delta f_i\|$	<30 mHz	<30 mHz	<30 mHz
	Banda muerta	±50 mHz	±50 mHz	±0
	Estatismo s_1	4%	4%	4%
	Demora inicial máxima admisible t_1 con emulación de inercia	300 ms	300 ms	300 ms
	Demora inicial máxima admisible t_1 sin emulación de inercia	150 ms	150 ms	No aplica
	Tiempo de activación total t_2 emulación de inercia	2 s (6)	2 s (7)	2 s (7)
	Tiempo de activación total t_2 emulación de inercia	1 s (6)	1 s (7)	No aplica

(1) En el caso de que el módulo de parque eléctrico disponga de emulación de inercia
(2) Si la potencia está por encima del 50% de la potencia máxima. Para potencias por debajo del 50% de la potencia máxima, el tiempo de respuesta deberá ser tan bajo como técnicamente sea posible, si bien se deberá justificar al operador del sistema si supera los 2 s.
(3) Dependiendo de las limitaciones físicas del aprovechamiento –hidroeléctrica, bombeo, entre otros– y limitaciones tecnológicas justificadas –motores a gas, turbinas de gas, entre otros.– se podrán acordar tiempos de respuesta mayores con el operador del sistema.
(4) Aplica a las bajadas de potencia durante subidas de frecuencia estando activado el MRPFL-O o el MRPFL-U
(5) Aplica a las subidas de potencia durante bajadas de frecuencia estando activado el MRPFL-U o el MRPFL-O
(6) Si la potencia está por encima del 50% de la potencia máxima. Para potencias por debajo del 50% de la potencia máxima, el tiempo de respuesta deberá ser tan bajo como técnicamente sea posible, si bien se deberá justificar al operador del sistema si supera el tiempo requerido.
(7) Dependiendo de las limitaciones físicas del aprovechamiento –hidroeléctrica, bombeo, entre otros– y limitaciones tecnológicas justificadas –motores a gas, turbinas de gas, entre otros.– se podrán acordar tiempos de respuesta mayores con el operador del sistema.

Adicionalmente, se deberán tener en cuenta las siguientes consideraciones:

– Si el retardo en la activación inicial de la respuesta de la potencia activa con la variación de frecuencia es superior a 0,3 segundos, el propietario de la instalación de generación de electricidad deberá proporcionar evidencias técnicas que demuestren por qué se precisa un tiempo más largo.
– El módulo de generación de electricidad deberá ser capaz de activar completamente el suministro de reservas de regulación potencia frecuencia durante al menos 30 minutos si la fuente primaria de energía lo permite.
– En relación a la monitorización del MRPF para los módulos de parque eléctrico, se deberá aportar el valor de la potencia producible en tiempo real.
– Adicionalmente, el módulo de generación de electricidad tendrá la capacidad de recibir del operador del sistema e implementar consignas de limitación a la provisión de potencia, tanto a subir como a bajar, para su utilización por los modos MRPF, MRPFL-O y MRPFL-U.

2.2 Requisitos de tensión.

2.2.1 Control de inyección rápida de corriente.

En el caso de faltas desequilibradas, se permitirá una reducción en la corriente reactiva en las secuencias positiva y negativa respecto a los valores de corriente requeridos, siempre que, al menos la corriente inyectada sea mayor o igual a la corriente aparente nominal de manera que las componentes de secuencia positiva y negativa estén limitadas en la misma proporción. No obstante, para la tecnología doblemente alimentada, se considerará válida la reducción si la componente de secuencia positiva es superior al 40% de la corriente aparente nominal.

cve: BOE-A-2026-24926
Verificable en https://www.boe.es

2.2.2 Función estabilizadora de potencia –PSS–.

Lo requisitos relativos a la función estabilizadora de la potencia establecidos en el apartado 2.2.2 del anexo I de la Orden TED/749/2020 no aplicarán a los módulos de generación de electricidad del SENP Español a los que, de acuerdo con lo establecido en el artículo 2 del presente real decreto, les resulte de aplicación lo dispuesto en el presente anexo.

En su lugar, los módulos de generación de electricidad síncronos deberán incorporar un estabilizador de sistemas de potencia –Power System Stabilizer - PSS– en caso de que la capacidad máxima del módulo de generación de electricidad síncrono sea superior al valor de capacidad máxima que se especifique mediante resolución de la persona titular de la Dirección General de Política Energética y Minas, así como los criterios de ajuste del PSS. Hasta que dicha resolución produzca efectos, la obligación será exigible a los módulos de generación de electricidad síncronos con una capacidad máxima superior a 10 MW, debiendo en estos casos ajustarse el PSS para amortiguar oscilaciones electromecánicas de, al menos, 0,1 Hz.

No obstante lo anterior, la persona titular de la Dirección General de Política Energética y Minas, a propuesta del operador del sistema, podrá establecer mediante resolución valores diferenciados para cada subsistema eléctrico.

2.2.3 Modos de control de potencia reactiva.

Salvo indicación contraria del gestor de la red pertinente, en coordinación con el operador del sistema, el control de tensión de los módulos de parque eléctrico de tipo B, C o D se configurará por defecto con los siguientes parámetros:

– La pendiente se ajustará en el 4%.
– Se operará con una banda muerta de 1,5 % de la tensión nominal.
– No obstante, se acepta una banda de insensibilidad de medida menor o igual al ±0,2% de la tensión nominal.
– El tiempo t1 será de 5 segundos y t2 de 60 segundos.

2.2.4 Capacidad de amortiguamiento de las oscilaciones de potencia para módulos de parque eléctrico de tipo C y D.

En el caso de no contribuir al amortiguamiento de las oscilaciones de potencia, el diseño de todos los controles de los módulos de parque eléctrico asegurará que no generarán o contribuirán a desamortiguar oscilaciones de potencia entre los valores de frecuencia que se determinen mediante resolución de la persona titular de la Dirección General de Política Energética y Minas. Hasta que dicha resolución produzca efectos, el diseño de los controles deberá garantizar que los módulos de parque eléctrico no generarán o contribuirán a desamortiguar oscilaciones de potencia entre 0,1 Hz y 2,5 Hz.

No obstante lo anterior, la persona titular de la Dirección General de Política Energética y Minas, a propuesta del operador del sistema, podrá establecer mediante resolución valores diferenciados para cada subsistema eléctrico.

Adicionalmente, los módulos de parque eléctrico de tipo C y D deberán disponer de un sistema POD-Q, módulo destinado a amortiguar oscilaciones mediante potencia reactiva, o POD-P, módulo destinado a amortiguar oscilaciones mediante potencia activa. El amortiguamiento de oscilaciones de potencia deberá ser capaz de amortiguar las oscilaciones en el punto de conexión en el rango de 0,1 Hz – 2,5 Hz. El principio de funcionamiento, los ajustes y parámetros del control serán aprobados por el operador del sistema.

2.2.5 Modos de control combinado de potencia reactiva.

Los módulos de parque eléctrico de tipo C y tipo D deberán disponer de un esquema combinado de control a consigna de potencia reactiva y a consigna de tensión, el cual

cve: BOE-A-2026-24926
Verificable en https://www.boe.es

cumplirá los mismos requisitos establecidos para los módulos de parque eléctrico de tipo C y tipo D del SEPE.

2.2.6 No producción de oscilaciones adversas.

Los módulos de parque eléctrico de tipo C y tipo D deberán cumplir los mismos requisitos relativos a oscilaciones adversas establecidos para los módulos de parque eléctrico de tipo C y tipo D del SEPE.

2.2.7 Capacidad para la compensación de reactiva en redes mancomunadas.

La especificación técnica de capacidad para la compensación de reactiva en redes mancomunadas a la que se refiere el apartado 1.2.7 del presente anexo podrá aplicarse, en caso necesario y con las salvedades específicas, a los Sistemas Eléctricos No Peninsulares.

2.3 Requisitos de robustez.

2.3.1 Bloqueo de la electrónica de potencia durante faltas.

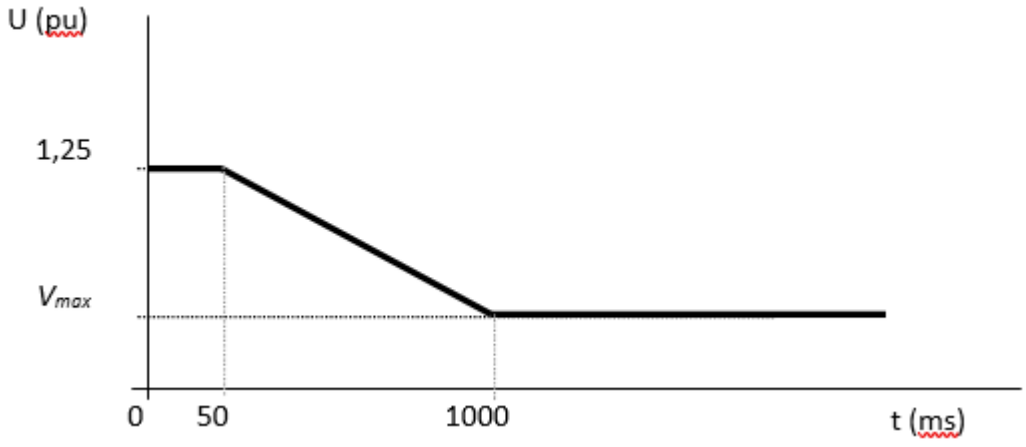
En relación con el bloqueo de la electrónica de potencia durante faltas, resultará de aplicación lo establecido en el apartado 3.1.3 del anexo I en la Orden TED/749/2020, de 16 de julio, a estos efectos, con la salvedad de que la tensión umbral de bloqueo a la que se refiere dicho apartado se fija en 0,1 pu en lugar de 0,2 pu, tanto para el bloqueo voluntario –con el fin de favorecer la capacidad de soportar huecos de tensión– como para el bloqueo solicitado por el gestor de la red pertinente, en coordinación con el operador del sistema.

2.3.2 Capacidad para soportar sobretensiones temporales de los módulos de generación síncronos.

A los módulos de generación de electricidad síncronos del SENP no les resultarán de aplicación los perfiles de tensión en función del tiempo establecidos las figuras 17 y 18 de la Orden TED/749/2020, de 16 de julio.

En su lugar, los módulos de generación de electricidad síncronos de tipo C o D deberán ser capaces de permanecer conectados a la red y seguir funcionando de forma estable ante sobretensiones –tensión eficaz a tierra en la base de tensión del punto de conexión (Vmax)–, en una o en todas las fases, de acuerdo con la Figura 9.

Figura 9: Tiempos mínimos de sobretensiones en el punto de conexión –tensión eficaz a tierra en una o en todas las fases en valor unitario de la base de tensión del punto de conexión– que debe ser capaz de soportar sin desconectar un módulo de generación de electricidad síncrono tipo C o D

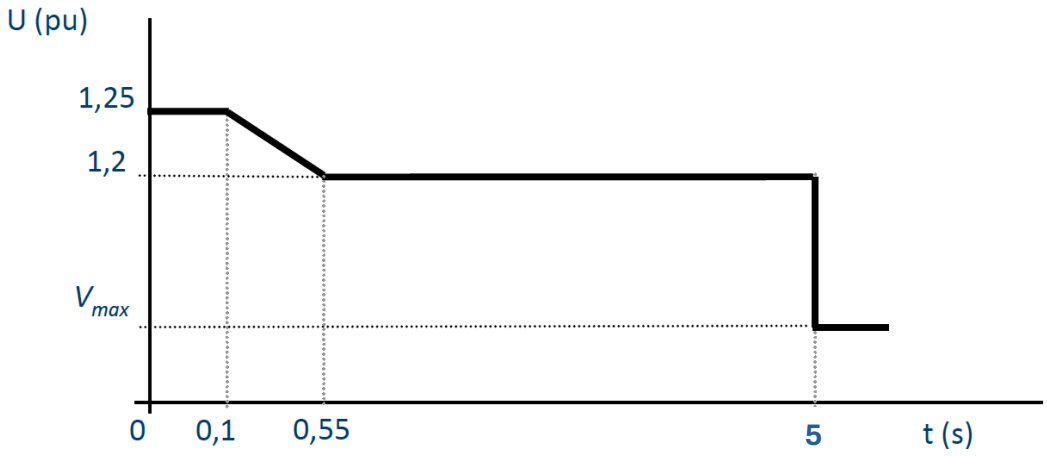


cve: BOE-A-2026-24926
Verificable en https://www.boe.es

Vmax: Valor máximo de tensión admisible dentro de los rangos de tensión que deben soportarse sin desconexión, de conformidad con el apartado 2.1 del anexo I de la Orden TED/749/2020, de 16 de julio.

Por otro lado, los módulos de generación de electricidad síncronos de tipo C o D que se conecten y pongan en servicio dos años después de la entrada en vigor del presente real decreto deberán ser capaces de permanecer conectados a la red y seguir funcionando de forma estable ante sobretensiones –tensión eficaz a tierra en la base de tensión del punto de conexión (Vmax)–, en una o en todas las fases, de acuerdo con la Figura 10.

Figura 10: Tiempos mínimos de sobretensiones en el punto de conexión –tensión eficaz a tierra en una o en todas las fases en valor unitario de la base de tensión del punto de conexión– que debe ser capaz de soportar sin desconectar un módulo de generación de electricidad síncrono tipo C o D

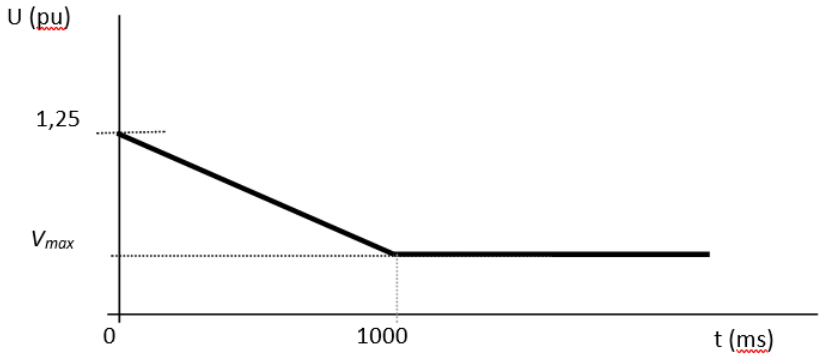


Vmax: Valor máximo de tensión admisible dentro de los rangos de tensión que deben soportarse sin desconexión, de conformidad con el apartado 2.1 del anexo I de la Orden TED/749/2020, de 16 de julio.

Por su parte, los módulos de generación de electricidad síncronos de tipo B deberán ser capaces de permanecer conectados a la red y seguir funcionando de forma estable ante sobretensiones temporales –tensión eficaz entre cualquier par de fases en la base de tensión del punto de conexión (Vmax)– de acuerdo con la Figura 11, salvo que el gestor de la red pertinente, en coordinación con el operador del sistema, determine un perfil tensión–tiempo alternativo. Si la red a la que se conecta el módulo de generación de electricidad tuviera neutro, también será capaz de permanecer conectado ante sobretensiones fase-neutro.

cve: BOE-A-2026-24926
Verificable en https://www.boe.es

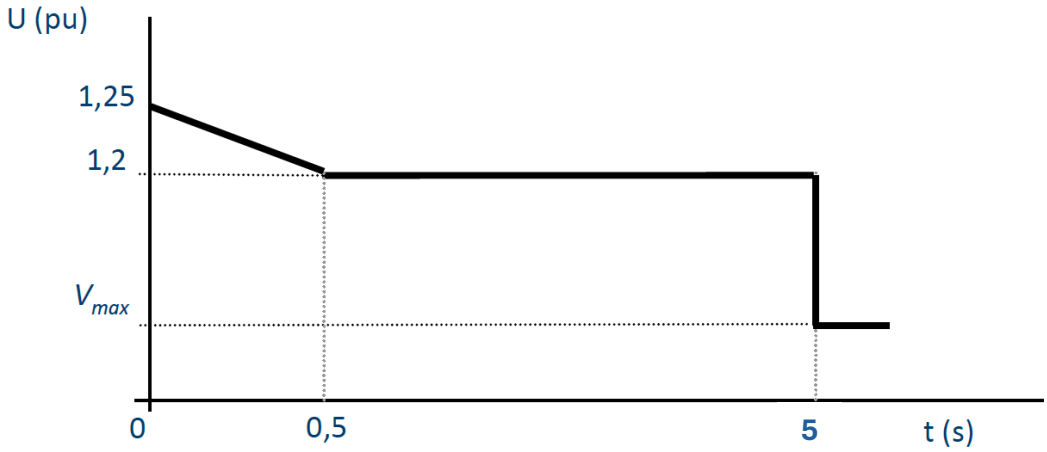
Figura 11: Tiempos mínimos de sobretensiones en el punto de conexión –tensión eficaz entre cualquier par de fases en valor unitario de la base de tensión del punto de conexión– que debe ser capaz de soportar sin desconectar un módulo de generación de electricidad síncrono tipo B



Vmax: Valor máximo de tensión admisible dentro de los rangos de tensión que deben soportarse sin desconexión, de conformidad con el apartado 2.1 del anexo I de la Orden TED/749/2020, de 16 de julio.

Finalmente, los módulos de generación de electricidad síncronos de tipo B que se conecten y pongan en servicio dos años después de la entrada en vigor del presente real decreto deberán ser capaces de permanecer conectados a la red y seguir funcionando de forma estable ante sobretensiones temporales –tensión eficaz entre cualquier par de fases en la base de tensión del punto de conexión (Vmax)– de acuerdo con la Figura 12, debiendo tener igualmente en cuenta las salvedades que, en su caso, establezca el gestor de la red pertinente. Si la red a la que se conecta el módulo de generación de electricidad tuviera neutro, también será capaz de permanecer conectado ante sobretensiones fase-neutro.

Figura 12: Tiempos mínimos de sobretensiones en el punto de conexión –tensión eficaz entre cualquier par de fases en valor unitario de la base de tensión del punto de conexión– que debe ser capaz de soportar sin desconectar un módulo de generación de electricidad síncrono tipo B



Vmax: Valor máximo de tensión admisible dentro de los rangos de tensión que deben soportarse sin desconexión, de conformidad con el apartado 2.1 del anexo I de la Orden TED/749/2020, de 16 de julio.

cve: BOE-A-2026-24926
Verificable en https://www.boe.es

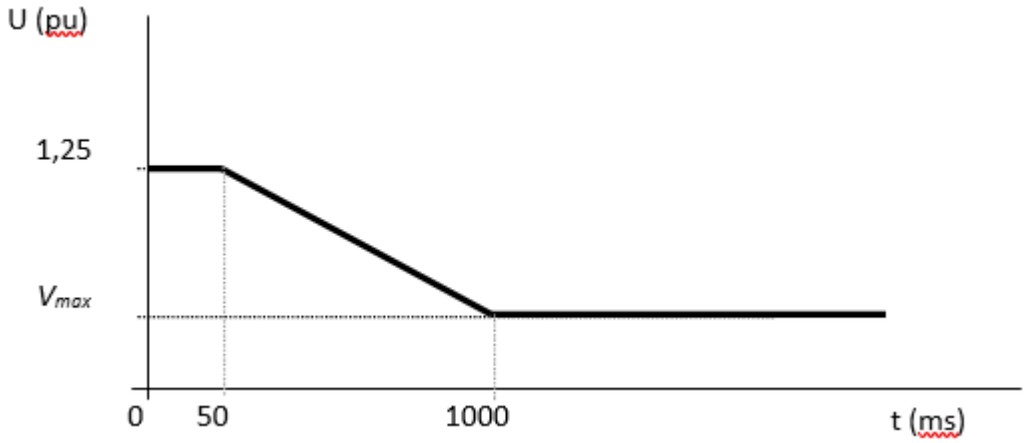
A este respecto, y a los efectos de la pertinente protección de las instalaciones, se deberá tener en cuenta que en el sistema eléctrico podrían aparecer sobretensiones superiores a 1,25 pu.

2.3.3 Capacidad para soportar sobretensiones temporales de los módulos de parque eléctrico.

A los módulos de generación de electricidad síncronos del SENP no les resultarán de aplicación los perfiles de tensión en función del tiempo establecidos las figuras 19 y 20 de la Orden TED/749/2020, de 16 de julio.

En su lugar, a los módulos de parque eléctrico de tipo C o D deberán ser capaces de permanecer conectados a la red y seguir funcionando de forma estable ante sobretensiones –tensión eficaz a tierra en la base de tensión del punto de conexión (Vmax)–, en una o en todas las fases, de acuerdo con la Figura 13.

Figura 13: Tiempos mínimos de sobretensiones en el punto de conexión –tensión eficaz a tierra en una o en todas las fases en valor unitario de la base de tensión del punto de conexión– que debe ser capaz de soportar sin desconectar un módulo de parque eléctrico de tipo C o D

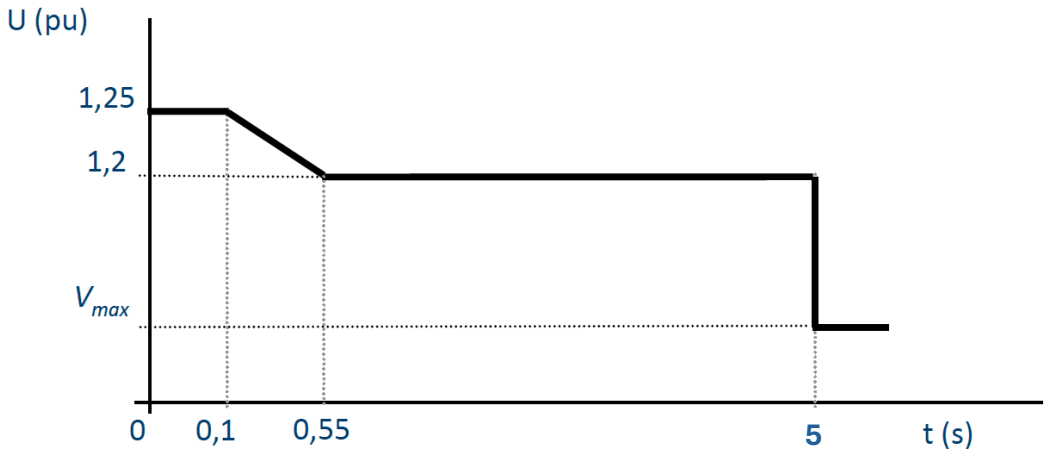


Vmax: Valor máximo de tensión admisible dentro de los rangos de tensión que deben soportarse sin desconexión, de conformidad con el apartado 2.1 del anexo I de la Orden TED/749/2020, de 16 de julio.

Por otro lado, los módulos de parque eléctrico de tipo C o D que se conecten y pongan en servicio dos años después de la entrada en vigor del presente real decreto deberán ser capaces de permanecer conectados a la red y seguir funcionando de forma estable ante sobretensiones –tensión eficaz a tierra en la base de tensión del punto de conexión (Vmax)–, en una o en todas las fases, de acuerdo con la Figura 14.

cve: BOE-A-2026-24926
Verificable en https://www.boe.es

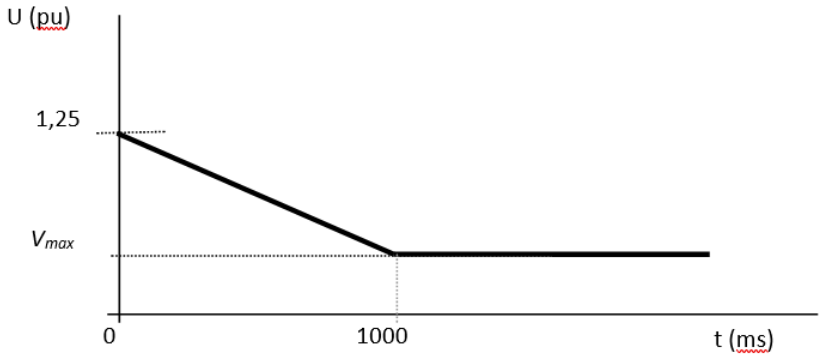
Figura 14: Tiempos mínimos de sobretensiones en el punto de conexión –tensión eficaz a tierra en una o en todas las fases en valor unitario de la base de tensión del punto de conexión– que debe ser capaz de soportar sin desconectar un módulo de parque eléctrico de tipo C o D



Vmax: Valor máximo de tensión admisible dentro de los rangos de tensión que deben soportarse sin desconexión, de conformidad con el apartado 2.1 del anexo I de la Orden TED/749/2020, de 16 de julio.

Por su parte, los módulos de parque eléctrico de tipo B deberán ser capaces de permanecer conectados a la red y seguir funcionando de forma estable ante sobretensiones temporales –tensión eficaz entre cualquier par de fases en la base de tensión del punto de conexión (Vmax)– de acuerdo con la Figura 15, salvo que el gestor de la red pertinente, en coordinación con el operador del sistema, determine un perfil tensión–tiempo alternativo. Si la red a la que se conecta el módulo de generación de electricidad tuviera neutro, también será capaz de permanecer conectado ante sobretensiones fase-neutro.

Figura 15: Tiempos mínimos de sobretensiones en el punto de conexión –tensión eficaz entre cualquier par de fases en valor unitario de la base de tensión del punto de conexión– que debe ser capaz de soportar sin desconectarse un módulo de parque eléctrico de tipo B



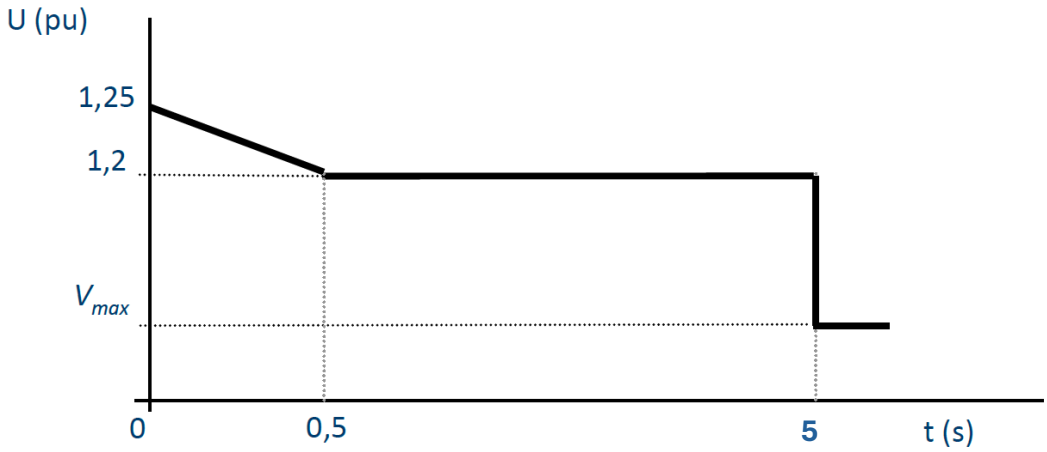
Vmax: Valor máximo de tensión admisible dentro de los rangos de tensión que deben soportarse sin desconexión, de conformidad con el apartado 2.1 del anexo I de la Orden TED/749/2020, de 16 de julio.

Finalmente, los módulos de parque eléctrico de tipo B que se conecten y pongan en servicio dos años después de la entrada en vigor del presente real decreto deberán ser capaces de permanecer conectados a la red y seguir funcionando de forma estable ante

cve: BOE-A-2026-24926
Verificable en https://www.boe.es

sobretensiones temporales –tensión eficaz entre cualquier par de fases en la base de tensión del punto de conexión (Vmax)– de acuerdo con la Figura 16, debiendo tener igualmente en cuenta las salvedades que, en su caso, establezca el gestor de la red pertinente. Si la red a la que se conecta el módulo de generación de electricidad tuviera neutro, también será capaz de permanecer conectado ante sobretensiones fase-neutro.

Figura 16: Tiempos mínimos de sobretensiones en el punto de conexión –tensión eficaz entre cualquier par de fases en valor unitario de la base de tensión del punto de conexión– que debe ser capaz de soportar sin desconectarse un módulo de parque eléctrico de tipo B



Vmax: Valor máximo de tensión admisible dentro de los rangos de tensión que deben soportarse sin desconexión, de conformidad con el apartado 2.1 del anexo I de la Orden TED/749/2020, de 16 de julio.

A este respecto, y a los efectos de la pertinente protección de las instalaciones, se deberá tener en cuenta que en el sistema eléctrico podrían aparecer sobretensiones superiores a 1,25 pu.

El bloqueo de electrónica de potencia en los módulos de parque eléctrico o la aplicación de otras técnicas equivalentes para soportar sobretensiones temporales no estará permitido cuando ello impida el cumplimiento de los tiempos mínimos establecidos en lasen Figura 14 y en la Figura 16, salvo que sea acordado con el gestor de la red pertinente, en coordinación con el operador del sistema.

2.4 Requisitos de restablecimiento.

2.4.1 Arranque autónomo.

A los módulos de generación de electricidad C o D del SENP con capacidad de arranque autónomo les resultarán aplicables los siguientes requisitos técnicos adicionales a los previstos en la normativa vigente:

– Garantizar reservas suficientes de energía primaria para el funcionamiento durante 4 horas a capacidad máxima.

– Deberán tener capacidad de realizar al menos tres arranques consecutivos para hacer frente a posibles desconexiones de la isla durante el proceso de reposición.

– Deberán realizar, al menos, una prueba anual de arranque en isla o arranque autónomo para garantizar el funcionamiento efectivo de esta capacidad y acreditar el resultado de la misma ante el operador del sistema y la administración competente.

cve: BOE-A-2026-24926
Verificable en https://www.boe.es

2.5 Requisitos de gestión del sistema.

2.5.1 Esquemas de protecciones y sus ajustes.

Resultarán aplicables los esquemas de protección y ajustes establecidos en el Procedimiento de Operación 11.1 del SENP o el procedimiento de operación que, en su caso, le sustituya.

2.5.2 Limitación a las rampas de subida y bajada de la potencia activa.

Se deberán tener en cuenta las siguientes consideraciones en relación a la capacidad de limitación a las rampas de subida y bajada de potencia activa a los módulos de generación de electricidad tipo C y D:

– Será de aplicación lo dispuesto en el apartado 5.9 del anexo I de la Orden TED/749/2020, de 16 de julio.
– Si el módulo de generación de electricidad tiene una capacidad máxima muy significativa en relación al tamaño del sistema eléctrico, el operador del sistema podrá solicitar que el control sea continuo.
– Las variaciones de potencia, en régimen permanente, deberán desarrollarse de forma progresiva y sostenida, conforme a la limitación establecida y deberán ser verificadas en intervalos máximos de 15 minutos, evitando transiciones abruptas que puedan comprometer la estabilidad del sistema.

ANEXO III

Requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento y seguridad para la conexión a la red exigibles a las instalaciones de demanda

1. Requisitos para el Sistema Eléctrico Peninsular Español

Los titulares de las instalaciones de demanda, con independencia de si se conectan a la red de transporte o a la red de distribución; de las instalaciones de distribución conectadas a la red de transporte, de las redes de distribución y de las instalaciones de demanda que ofrezcan servicios de respuesta de demanda en el SEPE a los que, conforme a lo establecido en el artículo 7 del presente real decreto, les resulte de aplicación lo dispuesto en este anexo, deberán cumplir con todos los requisitos técnicos exigidos en Reglamento (UE) 2016/1388 de la Comisión, de 17 de agosto de 2016, y sus desarrollos nacionales en el Real Decreto 647/2020, de 7 de julio, y en la Orden TED/749/2020, de 16 de julio, para el SEPE. No obstante, se considerarán las salvedades siguientes:

– Las instalaciones deberán cumplir con los requisitos indicados en los subapartados siguientes. Estos requisitos, según corresponda:

● Sustituyen o modifican requisitos semejantes establecidos en la citada normativa europea y desarrollos nacionales.
● Resultan adicionales a los mismos al quedarse fuera del ámbito del Reglamento (UE) 2016/1388 de la Comisión, de 17 de agosto de 2016, y revisten de un carácter esencial para asegurar el funcionamiento y la seguridad del SEPE.

Adicionalmente, las instalaciones de demanda estarán sujeta a la supervisión de la conformidad en la Norma Técnica de Supervisión correspondiente.

cve: BOE-A-2026-24926
Verificable en https://www.boe.es

1.1 Requisitos de frecuencia.

1.1.1 Control de la potencia.

Este requisito será de aplicación a todas las categorías de las instalaciones de demanda.

En el caso de que la instalación disponga de algún control de la potencia absorbida de la red –de establecimiento, de limitación o de anti vertido si dispone de generación en autoconsumo sin excedentes para impedir que la instalación de demanda pueda inyectar potencia activa a la red–, dichos controles se diseñarán de forma que no impidan:

– Las inyecciones transitorias naturales –respuestas inerciales, electromagnéticas, etc.– de las máquinas eléctricas; y los incrementos de potencia de la emulación de inercia del módulo de parque eléctrico que, en su caso, pudiesen llegar a verter potencia a la red, independientemente del valor de las mismas.

– Los incrementos/decrementos de potencia acumulados derivados de la regulación potencia frecuencia –MRPF, MRPFL-O y MRPFL-U– mientras no se vierta potencia a la red. En tal caso, se debe saturar la respuesta de dicha regulación potencia frecuencia.

– El amortiguamiento de oscilaciones u otros controles incrementales de la potencia; y del módulo de generación de electricidad mientras no se vierta potencia a la red. En tal caso, se debe saturar la respuesta de dichos controles.

Para lograr el cometido anterior, las velocidades de respuesta de los controles de potencia de consumo deberán ser, en caso necesario, suficientemente lentas para no interferir con las respuestas rápidas del resto de controles, tanto de los servicios de respuesta de demanda en función de la frecuencia como de los controles dependientes de la frecuencia del módulo de generación de electricidad en autoconsumo.

1.1.2 Rangos de frecuencia.

Las instalaciones de demanda tipo NTD I, NTD II, RTD I y RTD II deberán disponer de una protección de desconexión por subfrecuencia. Los umbrales de frecuencia y temporizaciones de estas protecciones deberán ser ajustables y será el gestor de la red pertinente quien establezca los ajustes correspondientes en coordinación con el esquema de deslastres de cargas por subfrecuencia.

1.1.3 Modo regulación potencia frecuencia limitado en subfrecuencia en consumo (MRPFL-UC).

El presente requisito de conexión resultará de aplicación únicamente a las instalaciones de demanda NTD-II cuya conexión y puesta en servicio tengan lugar una vez transcurridos dos años desde la entrada en vigor del presente real decreto.

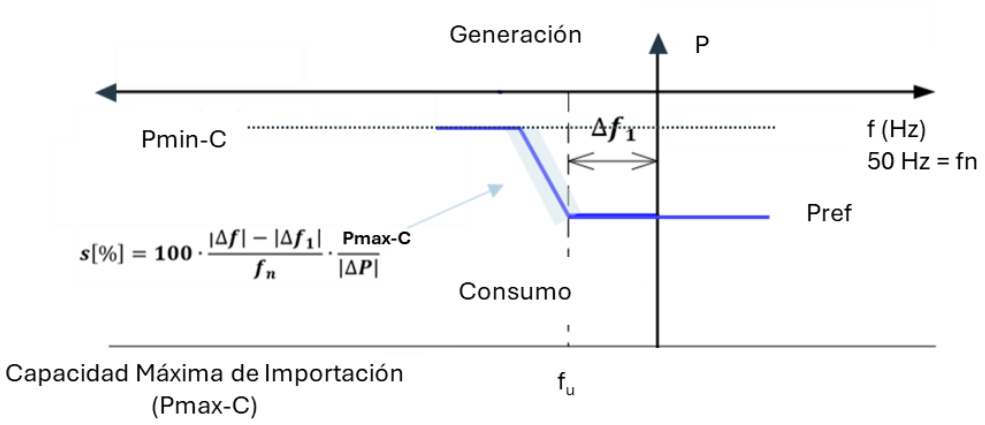
cve: BOE-A-2026-24926
Verificable en https://www.boe.es

Las instalaciones de demanda tipo NTD-II regularán la potencia activa mediante uno de los dos métodos siguientes, debiendo ser la alternativa seleccionada comunicada al operador del sistema:

1. Si la demanda tiene capacidad de reducir o incrementar la potencia activa P mediante un control continuo, cumplirá los siguientes requisitos:

– Tener la capacidad de disminuir de forma automática la potencia activa –consumo– desde el valor de potencia activa inicial –Pref– hasta su nivel mínimo técnico de operación –Pmin-C– conforme a la Figura 17:

Figura 17: Reducción del consumo desde Pref a Pmin. La denominación –Pmax-C– corresponde a la capacidad máxima de importación



– La pendiente o estatismo –s– será parametrizable en el rango de 2% a 12%, y su valor por defecto será del 5%, salvo que el operador del sistema indique otro valor específico.

– Será posible seleccionar el umbral de frecuencia –fu– dentro del rango de 49,5 - 49,8 Hz –ambos valores incluidos–. Por defecto se ajustará en 49,8 Hz.

– Estas instalaciones deberán permanecer en este modo MPRFL-UC mientras la frecuencia permanezca por debajo del umbral de frecuencia establecido. Si la frecuencia se recupera, la instalación de demanda deberá seguir la misma característica de potencia-frecuencia hasta que vuelva a su valor inicial de potencia activa –Pref–.

– La instalación de demanda deberá desconectarse al alcanzar el nivel mínimo técnico de operación en consumo –Pmin-C– salvo indicación en contra del operador del sistema. En este caso, cuando la frecuencia supere el umbral de frecuencia establecido, se reanudará su operación normal con un retraso de menos de 5 minutos, salvo otra indicación del operador del sistema.

– La respuesta de la instalación de demanda durante la operación en modo MRPFL-UC debe ser estable, siendo no admisible una respuesta no amortiguada. El tiempo de respuesta[(2)] para el modo MRPFL-UC será menor o igual a 500 ms, incluyendo el tiempo de retraso inicial.

[(2)] Tiempo en el que se alcanza el 90% de la respuesta esperada.

Alternativamente, la reducción e incremento de potencia activa siguiendo la rampa establecida a través del estatismo propuesto podrá realizarse mediante desconexiones o reconexiones en escalones discretos. Los escalones, así como los tiempos de deslastre asociados a estos escalones, serán establecidos considerando las restricciones técnicas de la instalación de demanda y serán comunicados y acordados con el operador del sistema.

cve: BOE-A-2026-24926
Verificable en https://www.boe.es

1.1.4 Capacidad de soportar derivadas temporales de la frecuencia.

Las instalaciones de demanda tipo NTD I, NTD II, RTD I y RTD II deberán ser capaces de permanecer conectadas a la red y de funcionar con las derivadas de frecuencia de hasta ±2,0 Hz/s, medidas en una ventana móvil máxima de 500 ms.

Sin perjuicio de lo indicado en el párrafo anterior, las instalaciones de demanda deberán ser capaces de permanecer conectadas a la red y continuar operando de manera estable a menos que hayan sido desconectadas por la actuación del esquema de deslastre de cargas por mínima frecuencia. La reconexión de la instalación de demanda se llevará a cabo según el procedimiento de operación correspondiente.

Las instalaciones de demanda deberán ser capaces de permanecer conectadas a la red y continuar operando de manera estable cuando la frecuencia del sistema permanezca dentro del rango de frecuencias especificado en la tabla correspondiente al artículo 1 del anexo II de la Orden TED/749/2020, de 16 de julio. Los esquemas de protección de la instalación de demanda serán compatibles con el requisito establecido en el primer párrafo.

1.2 Requisitos de tensión.

1.2.1 Capacidad de amortiguamiento de las oscilaciones de potencia.

Las instalaciones de demanda tipo NTD I, NTD II, RTD I y RTD II deberán disponer de un diseño de sus controles de forma que no contribuyan a desamortiguar las oscilaciones de potencia del sistema existentes en el punto de conexión entre 0,1 Hz y 1,5 Hz.

Voluntariamente, podrán tener la capacidad de contribuir al amortiguamiento de las oscilaciones de potencia del sistema. En tal caso, el principio de funcionamiento y los ajustes y parámetros de control serán acordados entre el operador del sistema y el propietario de la instalación de demanda.

1.2.2 No producción de oscilaciones adversas.

Las instalaciones de demanda tipo NTD I, NTD II, RTD I y RTD II no producirán oscilaciones adversas de la potencia activa y reactiva en el rango de frecuencia entre 0,1 Hz y 20 Hz, cuya amplitud supere:

– Para la potencia activa: el valor máximo entre el ± 0,5% de la Pmax-C y ± 500 kW.
– Para la potencia reactiva: el valor máximo entre el ± 0,5% de su capacidad reactiva máxima y ± 150 kVAr.

El operador del sistema podrá modificar los valores de amplitud antes mencionados si con los valores citados se producen situaciones de inestabilidad en el sistema que afecten a su seguridad.

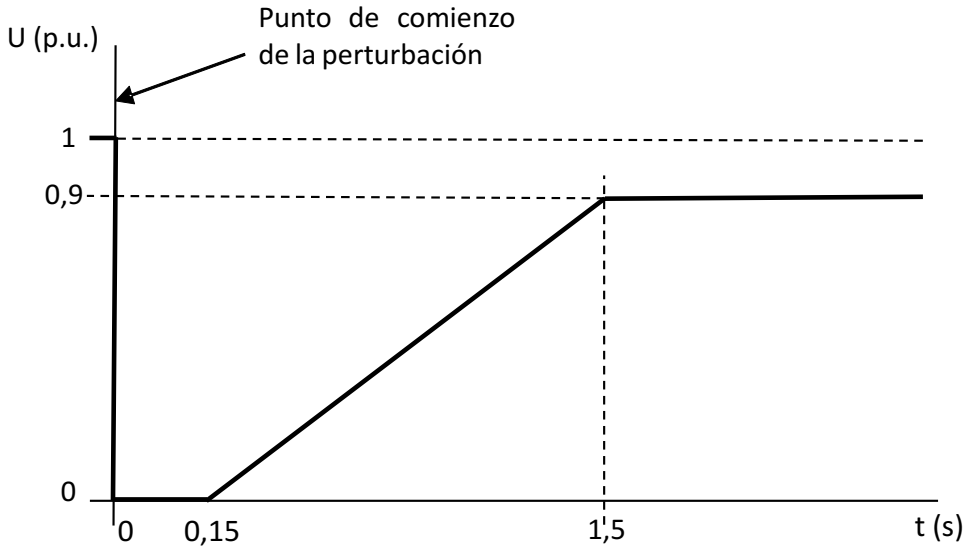
1.3 Requisitos de robustez.

1.3.1 Capacidad fundamental para soportar huecos de tensión en caso de faltas equilibradas para cargas tipo NTD.

El perfil de tensión mínimo en el punto de conexión en función del tiempo que deberán ser capaces de soportar sin desconexión las instalaciones de demanda tipo NTD I y NTD II es el indicado en la Figura 18. Este perfil representa el límite inferior de la tensión en el punto de conexión, expresando su valor real respecto a su valor de referencia 1 pu, antes, durante y después de una falta.

cve: BOE-A-2026-24926
Verificable en https://www.boe.es

Figura 18: Perfil fundamental de la capacidad para soportar huecos de tensión de las instalaciones de demanda tipo NTD-I y NTD-II para faltas equilibradas. El diagrama representa el límite inferior de un perfil de tensión frente a tiempo en el punto de conexión, expresando su valor real respecto a su valor de referencia 1 pu antes, durante y después de una falta



Se entenderá como no desconexión de la instalación de demanda durante el hueco de tensión que la instalación siga consumiendo potencia activa de la red, sin considerar las pérdidas de la instalación.

La instalación de demanda deberá continuar consumiendo potencia activa de la red; no obstante, si conforme a sus necesidades técnicas necesita reducir temporalmente el consumo de potencia activa, podrá hacerlo en función de la tensión en el punto de conexión (U) de la siguiente manera:

– Si 0,9 pu ≥ U ≥ U_{umbral}: podrá reducir el consumo de potencia activa de la red de manera que la variación del consumo en pu sea, como máximo, igual a la variación de tensión en pu, asegurando que la instalación continúe operando de forma estable.

– Si U < U_{umbral}: podrá reducir el consumo de potencia activa conforme a sus necesidades técnicas (permitiéndose el bloqueo de electrónica de potencia o técnica similar, en caso necesario), de forma que la instalación pueda seguir su operación estable durante el hueco.

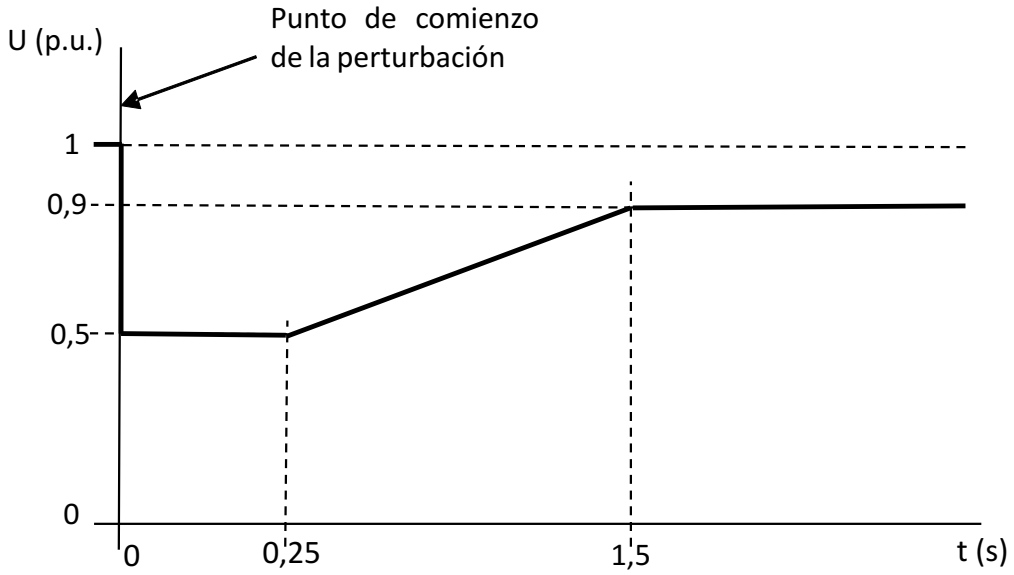
La tensión umbral se establece en U_{umbral} = 0,7 pu.

1.3.2 Capacidad fundamental para soportar huecos de tensión en caso de faltas equilibradas para cargas tipo RTD.

El perfil de tensión mínimo en el punto de conexión en función del tiempo que deberán ser capaces de soportar sin desconexión las instalaciones de demanda tipo RTD II es el indicado en la Figura 19. Este perfil representa el límite inferior de la tensión en el punto de conexión, expresando su valor real respecto a su valor de referencia 1 pu, antes, durante y después de una falta.

cve: BOE-A-2026-24926
Verificable en https://www.boe.es

Figura 19: Perfil fundamental de la capacidad para soportar huecos de tensión de las instalaciones de demanda tipo RTD-II para faltas equilibradas



Se entenderá como no desconexión durante el hueco de tensión el que la instalación de demanda siga consumiendo potencia activa de la red, sin considerar las pérdidas de la instalación.

La instalación de demanda deberá continuar consumiendo potencia activa de la red; no obstante, si conforme a sus necesidades técnicas necesita reducir temporalmente el consumo de potencia activa, podrá hacerlo en función de la tensión en el punto de conexión (U) de la manera siguiente:

– Si 0,9 pu ≥ U ≥ 0,5 pu: podrá reducir el consumo de potencia activa conforme a sus necesidades técnicas, de forma que la instalación pueda seguir su operación estable durante el hueco.

1.3.3 Capacidad avanzada para soportar huecos de tensión en caso de faltas equilibradas para cargas tipo NTD.

El presente requisito de conexión resultará de aplicación únicamente a las instalaciones de demanda NTD-I y NTD-II cuya conexión y puesta en servicio tengan lugar una vez transcurridos dos años desde la entrada en vigor del presente real decreto.

El perfil de tensión mínimo en el punto de conexión en función del tiempo que deberán ser capaces de soportar sin desconexión las instalaciones de demanda tipo NTD I y NTD II es el indicado en la Figura 18. Este perfil representa el límite inferior de la tensión en el punto de conexión, expresando su valor real respecto a su valor de referencia 1 pu, antes, durante y después de una falta.

Se entenderá como no desconexión de la instalación de demanda durante el hueco de tensión que la instalación siga consumiendo potencia activa de la red, sin considerar las pérdidas de la instalación.

La instalación de demanda deberá continuar consumiendo potencia activa de la red; no obstante, si conforme a sus necesidades técnicas necesita reducir temporalmente el consumo de potencia activa de la red, podrá hacerlo de manera análoga a la establecida en el capítulo 1.3.1 del presente anexo pero considerando como tensión umbral U_{umbral} = 0,3 pu como valor de referencia. En el caso de que existan limitaciones técnicas que no permitan alcanzar U_{umbral} = 0,3 pu, se acordará un valor de referencia con el gestor de la red pertinente, en coordinación con el OS.

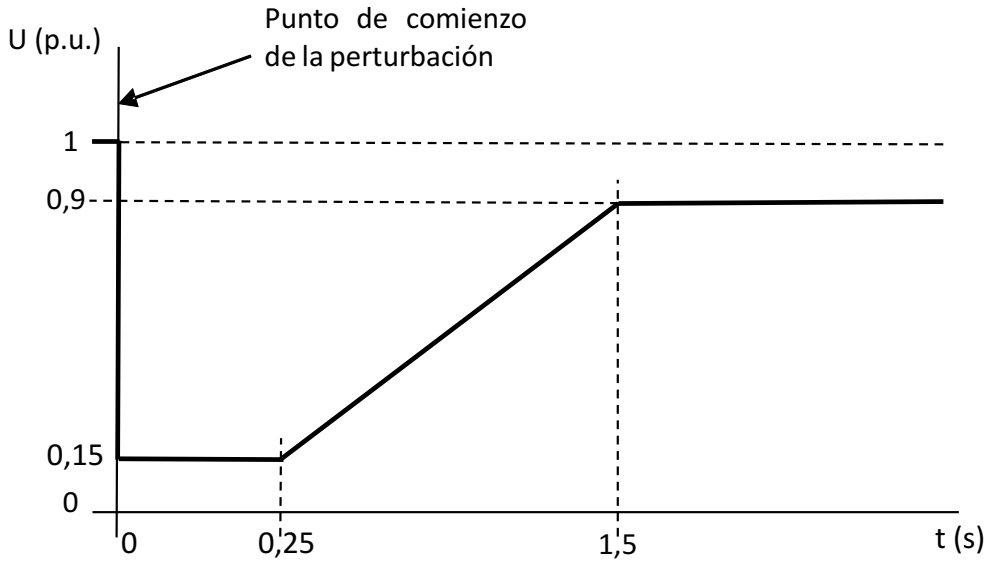
cve: BOE-A-2026-24926
Verificable en https://www.boe.es

1.3.4 Capacidad avanzada para soportar huecos de tensión en caso de faltas equilibradas para cargas tipo RTD.

El presente requisito de conexión resultará de aplicación únicamente a las instalaciones de demanda RTD-II cuya conexión y puesta en servicio tengan lugar una vez transcurridos dos años desde la entrada en vigor del presente real decreto.

El perfil de tensión mínimo en el punto de conexión en función del tiempo que deberán ser capaces de soportar sin desconexión las instalaciones de demanda tipo RTD II es el indicado en la Figura 20. Este perfil representa el límite inferior de la tensión en el punto de conexión, expresando su valor real respecto a su valor de referencia 1 pu, antes, durante y después de una falta.

Figura 20: Perfil avanzado de la capacidad para soportar huecos de tensión de las instalaciones de demanda tipo RTD II para faltas equilibradas



Se entenderá como no desconexión durante el hueco de tensión el que la instalación de demanda siga consumiendo potencia activa de la red, sin considerar las pérdidas de la instalación.

La instalación de demanda deberá continuar consumiendo potencia activa de la red; no obstante, si conforme a sus necesidades técnicas necesita reducir temporalmente el consumo de potencia activa, podrá hacerlo en función de la tensión en el punto de conexión (U) de la manera siguiente:

– Si 0,9 pu ≥ U ≥ 0,15 pu: podrá reducir el consumo de potencia activa de la red. El procedimiento para llevar a cabo dicha reducción será acordada con el gestor de la red pertinente, en coordinación con el operador del sistema.

1.3.5 Capacidad para soportar huecos de tensión en caso de faltas desequilibradas.

En el caso de faltas desequilibradas, el perfil de tensión mínimo en función del tiempo que deben ser capaces de soportar sin desconexión las instalaciones de demanda será el siguiente:

– En el caso de cortocircuitos bifásicos a tierra o monofásicos, aplicará el perfil correspondiente de la capacidad de soportar huecos de tensión sin desconexión para faltas equilibradas a la menor de las tensiones fase-fase o fase-tierra.

cve: BOE-A-2026-24926
Verificable en https://www.boe.es

– En el caso de cortocircuitos bifásicos aislados de tierra, aplicará el perfil correspondiente de la capacidad para soportar huecos de tensión sin desconexión para faltas equilibradas a la menor de las tensiones fase-fase.

– En el caso de que la red a la que se conecta la instalación de demanda disponga de neutro, se podrá utilizar como referencia dicho neutro en lugar de la tierra a efectos del presente requisito.

1.3.6 Capacidad para contribuir a la recuperación de la potencia activa consumida después de una falta.

Las instalaciones de demanda tipo NTD I y NTD II deberán recuperar la potencia activa consumida previa a una perturbación tan pronto como sea posible, al objeto de mantener la estabilidad del sistema. En este sentido, no aplicarán ninguna lógica de control o estrategia de comportamiento que conlleve una disminución o retraso de la respuesta en potencia de la instalación de demanda durante la perturbación, sino que:

– Cuando la tensión residual en el punto de conexión supere 0,9 pu, la instalación de demanda deberá alcanzar, en un tiempo inferior a 500 ms. un valor comprendido entre el 85% y el 110% de la potencia activa consumida previa a la perturbación.

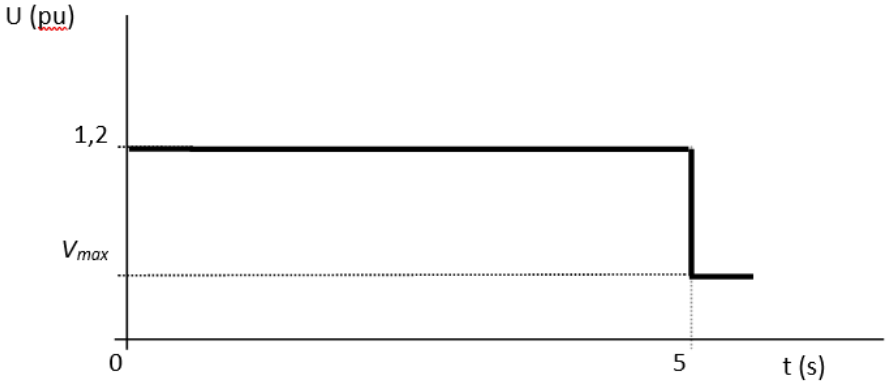
– En el caso de que la respuesta en potencia activa sea oscilante, se considerará la línea de tendencia de la componente no oscilatoria de la potencia activa con posterioridad al despeje de la falta. La oscilación deberá presentar un amortiguamiento mayor del 10%.

1.3.7 Capacidad para sobretensiones temporales.

El presente requisito de conexión resultará de aplicación únicamente a las instalaciones de demanda NTD I, NTD II y RDT II cuya conexión y puesta en servicio tengan lugar una vez transcurridos dos años desde la entrada en vigor del presente real decreto.

Las instalaciones de demanda tipo NTD I, NTD II y RTD II deberán ser capaces de permanecer conectadas a la red y seguir funcionando de forma estable ante sobretensiones –tensión eficaz a tierra en el punto de conexión–, en una o en todas las fases, de acuerdo con la Figura 21. A este respecto, y a los efectos de la pertinente protección de las instalaciones, se deberá tener en cuenta que en el sistema eléctrico podrían aparecer sobretensiones superiores a 1,20 pu.

Figura 21: Perfil de la capacidad para soportar sobretensiones temporales de las instalaciones de demanda



Vmax: Mayor tensión admisible considerada en los rangos de tensión y tiempos mínimos que deben soportar las instalaciones sin desconectarse.

cve: BOE-A-2026-24926
Verificable en https://www.boe.es

De acuerdo con lo establecido en la Orden TED/749/2020, de 16 de julio, los valores Vmax para los diferentes rangos de tensión serán los siguientes:

– Para tensiones base mayores o iguales a 110 kV y menores de 300 kV, 1,15 pu.
– Para tensiones base mayores o iguales a 300 kV y menores o iguales a 400 kV, 1,1 pu.

1.4 Requisitos de gestión del sistema.

1.4.1 Limitación a las rampas de subida y bajada de la potencia activa.

El presente requisito de conexión resultará de aplicación únicamente a las instalaciones de demanda tipo NTD II y RTD II cuya conexión y puesta en servicio tengan lugar una vez transcurridos dos años desde la entrada en vigor del presente real decreto.

La limitación de las rampas de subida y bajada de potencia activa se establecerá mediante resolución de la persona titular de la Dirección General de Política Energética y Minas. Hasta que la resolución produzca efectos, la rampa máxima de potencia activa estará limitada a 100 MW/min.

No obstante, las instalaciones de demanda podrán solicitar la aplicación de un valor superior al establecido con carácter general cuando sus características técnicas así lo justifiquen, mediante la presentación ante el operador del sistema de la correspondiente documentación justificativa elaborada conforme a las directrices que este determine. La aplicación de dicho valor requerirá la aprobación previa del operador del sistema.

Asimismo, una vez establecido el valor máximo admisible de la rampa de potencia activa, este podrá ser reducido mediante resolución de la persona titular de la Dirección General de Política Energética y Minas. El valor resultante será de aplicación a las instalaciones que se conecten y pongan en servicio transcurridos doce meses desde la publicación de dicha resolución.

En la medida de lo posible, las variaciones de potencia en régimen permanente deberán desarrollarse de forma continua, progresiva y sostenida, de conformidad con la limitación establecida, y verificarse en los intervalos máximos que determine el operador del sistema, evitando transiciones bruscas que puedan comprometer la estabilidad del sistema.

Las limitaciones de rampa previstas en este apartado no serán de aplicación a las variaciones de potencia activa derivadas de la actuación del modo MRPFL-UC en respuesta a desviaciones de frecuencia, ni a las actuaciones de las instalaciones habilitadas para la prestación de servicios de gestión activa de la demanda o de reducción automática de potencia, de conformidad con los procedimientos de operación que resulten de aplicación.

2. Requisitos para las instalaciones del Sistema Eléctrico No Peninsular

Los titulares de las instalaciones de demanda, con independencia de si se conectan a la red de transporte o a la red de distribución; de las instalaciones de distribución conectadas a la red de transporte, de las redes de distribución y de las instalaciones de demanda que ofrezcan servicios de respuesta de demanda en el SENP a los que, conforme a lo establecido en el artículo 7 del presente real decreto, les resulte de aplicación lo dispuesto en este anexo, deberán cumplir con todos los requisitos técnicos exigidos en Reglamento (UE) 2016/1388 de la Comisión, de 17 de agosto de 2016, y sus desarrollos nacionales en el Real Decreto 647/2020, de 7 de julio, y en la Orden TED/749/2020, de 16 de julio, para el SEPE. No obstante, se considerarán las salvedades siguientes:

– Las referencias a procedimientos de operación se entenderán sustituidas por referencias a los procedimientos de operación equivalentes del SENP en su caso.

cve: BOE-A-2026-24926
Verificable en https://www.boe.es

– Con carácter general, se tendrá en cuenta que toda referencia al nivel de tensión nominal de 110 kV del Reglamento (UE) 2016/1388 de la Comisión, de 17 de agosto de 2016, y sus desarrollos en el Real Decreto 647/2020, de 7 de julio, y en la Orden TED/749/2020, de 16 de julio, será considerada como referida a 66 kV a los efectos de la aplicación de cualquier requisito a las instalaciones del SENP.

– Las instalaciones deberán cumplir con los requisitos indicados en los subapartados siguientes. Estos requisitos, según corresponda:

● Sustituyen o modifican requisitos semejantes establecidos en la citada normativa europea y desarrollos nacionales.

● Resultan adicionales a los mismos al quedarse fuera del ámbito del Reglamento (UE) 2016/1388 de la Comisión, de 17 de agosto de 2016, y revisten de un carácter esencial para asegurar el funcionamiento y la seguridad del SENP.

Adicionalmente, las instalaciones de demanda estarán sujetas a la supervisión de la conformidad en la Norma Técnica de Supervisión correspondiente.

A aquellos sistemas eléctricos que, de conformidad con el procedimiento de operación SENP 15, tengan la consideración de sistemas de tamaño reducido, podrá requerírseles que las instalaciones demanda con capacidad máxima de importación Pmax-C igual o superior a 1 MW cumplan, total o parcialmente, los requisitos mínimos de diseño y las capacidades técnicas establecidos en el presente capítulo, con independencia de su tipología.

En tal caso, la Dirección General de Política Energética y Minas, a propuesta del operador del sistema, determinará mediante resolución la aplicación de los requisitos y su alcance específico, atendiendo a las características de la instalación y a su incidencia sobre la seguridad, estabilidad y operación del correspondiente sistema eléctrico.

2.1 Requisitos de frecuencia.

2.1.1 Control de frecuencia.

En el caso de que la instalación disponga de algún control de la potencia activa absorbida de la red –de establecimiento, de limitación o de anti vertido si dispone de generación en autoconsumo sin excedentes para impedir que la instalación de demanda pueda inyectar potencia activa a la red–, cumplirán los mismos requisitos de diseño establecidos a estos efectos en el apartado 1.1.1 del presente anexo para las instalaciones correspondientes del SEPE.

2.1.2 Rangos de frecuencia.

Los rangos de frecuencia y periodos de tiempo dentro de los cuales los titulares de las instalaciones de demanda, de las instalaciones de distribución conectadas a la red de transporte y de las redes de distribución en el SENP a los que, de acuerdo con lo establecido en el artículo 2 del presente real decreto, les resulte de aplicación lo

cve: BOE-A-2026-24926
Verificable en https://www.boe.es

dispuesto en el presente anexo, deberán ser capaces de permanecer conectadas a la red y funcionar sin daños se establecen en la Tabla 8:

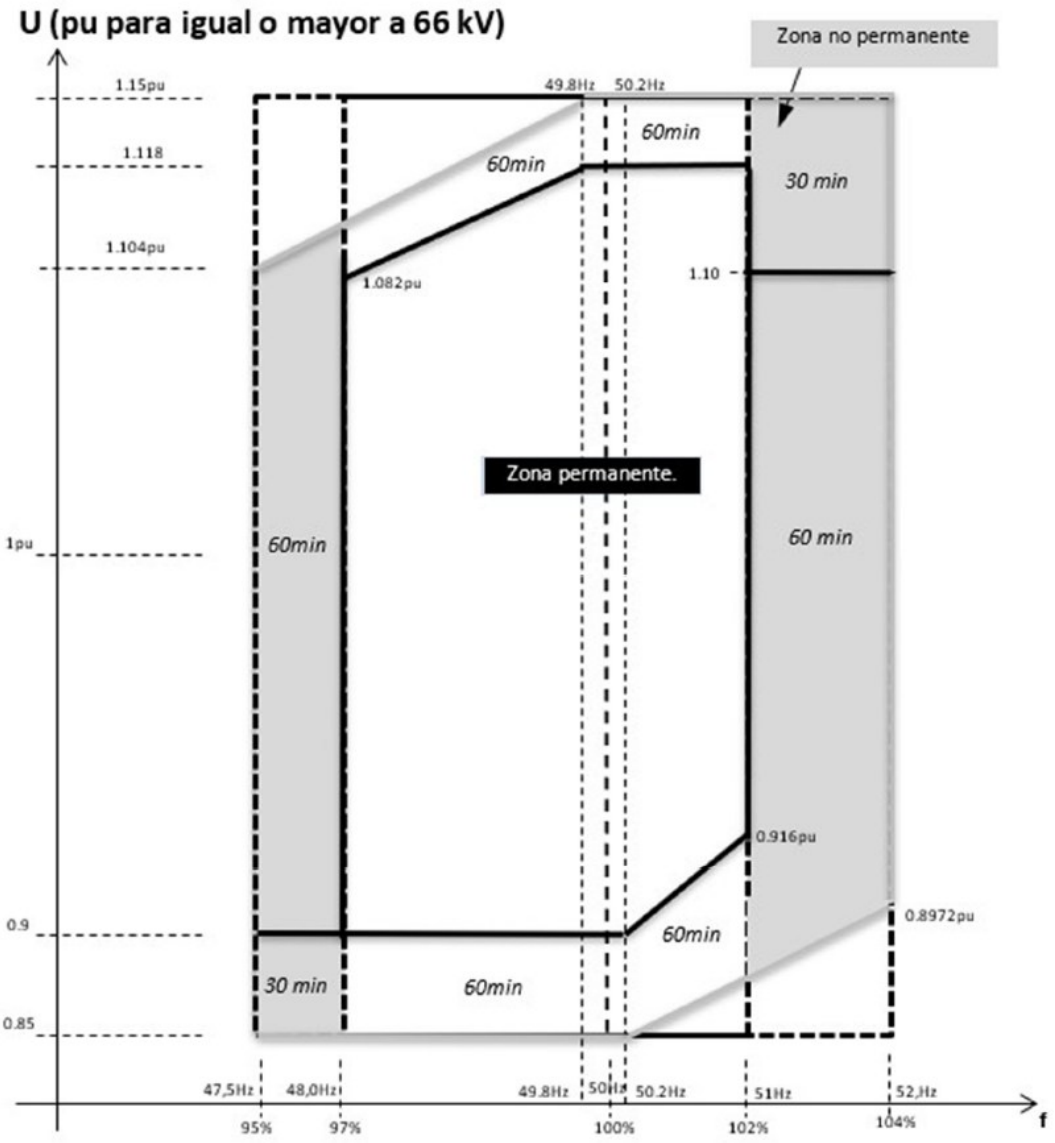
Tabla 8: Rangos de frecuencia y periodos de tiempo dentro de los cuales las instalaciones de demanda conectadas a la red de transporte, las instalaciones de distribución conectadas a la red de transporte y las redes de distribución deben ser capaces de permanecer conectadas a la red y funcionar sin daños

Zona	Rango de frecuencias	Periodo de tiempo de funcionamiento
Sistemas Eléctricos No Peninsulares –SENP–	47,0 Hz – 47,5 Hz	3 segundos
	47,5 Hz – 48,0 Hz	1 hora
	48,0 Hz – 51,0 Hz	Ilimitado
	51,0 Hz – 52,0 Hz	1 hora

Asimismo, los valores combinados de tensión-frecuencia que deberán ser capaces de soportar las instalaciones de demanda y las de distribución conectadas a la red de transporte, en el caso de que la tensión nominal del punto de conexión sea igual o mayor a 66 kV, serán los indicados en la Figura 22.

cve: BOE-A-2026-24926
Verificable en https://www.boe.es

Figura 22: Valores combinados de tensión-frecuencia que deberán ser capaces de soportar las instalaciones de distribución conectadas a la red de transporte, en el caso de que la tensión nominal del punto de conexión sea igual o mayor a 66 kV



Las instalaciones de demanda tipo NTD I, NTD II, RTD I y RTD II, deberán disponer de una protección de desconexión por subfrecuencia. Los umbrales de frecuencia y temporizaciones de estas protecciones deberán ser ajustables y será el operador del sistema quien establezca los ajustes correspondientes coordinando con los deslastres de cargas por subfrecuencia.

2.1.3 Modo regulación potencia frecuencia limitado en subfrecuencia en consumo –MRPFL-UC–.

El presente requisito de conexión resultará de aplicación únicamente a las instalaciones de demanda NTD II cuya conexión y puesta en servicio tengan lugar una vez transcurridos dos años desde la entrada en vigor del presente real decreto.

Las instalaciones de tipo NTD II deberán cumplir los mismos requisitos de diseño para el modo regulación potencia frecuencia limitado en subfrecuencia en consumo establecidos a estos efectos en el apartado 1.1.3 del presente anexo para las

cve: BOE-A-2026-24926
Verificable en https://www.boe.es

instalaciones de demanda correspondientes del SEPE, con la salvedad de que el valor por defecto de la pendiente o estatismo –s– será del 4%, salvo que el operador del sistema indique otro valor específico.

2.1.4 Capacidad de soportar derivadas temporales de la frecuencia.

Las instalaciones de demanda tipo NTD I, NTD II, RTD I y RTD II serán capaces de permanecer conectadas a la red y de funcionar con las derivadas de frecuencia de hasta ±2,0 Hz/s, medidas en una ventana móvil máxima de 750 ms.

Sin perjuicio del párrafo anterior, las instalaciones de demanda deberán ser capaces de permanecer conectadas a la red y continuar operando de manera estable a menos que hayan sido desconectadas por la actuación del esquema de deslastre de cargas por mínima frecuencia. La reconexión de la instalación de demanda se llevará a cabo según el procedimiento de operación correspondiente.

2.1.5 Calidad de suministro.

Se considerará que las instalaciones de demanda con conexión a la red de distribución tienen afección significativa a efectos de calidad de onda si están conectadas a un nivel de tensión con transformación directa a la red de transporte y cuya potencia asociada a los derechos de extensión sea igual o superior a 5 MW.

2.2 Requisitos de tensión.

2.2.1 Capacidad de amortiguación de las oscilaciones de potencia.

Las instalaciones de demanda tipo NTD I, NTD II, RTD I y RTD II deberán disponer de un diseño de todos sus controles tal que no contribuyan a desamortiguar las oscilaciones de potencia del sistema existentes en el punto de conexión entre los valores de frecuencia que se determinen mediante resolución de la persona titular de la Dirección General de Política Energética y Minas. Hasta que dicha resolución produzca efectos, el diseño de los controles deberá garantizar que las citadas instalaciones de demanda no contribuirán a desamortiguar las oscilaciones de potencia del sistema entre 0,1 Hz y 2,5 Hz.

Voluntariamente, podrán tener la capacidad de contribuir al amortiguamiento de las oscilaciones de potencia del sistema. En su caso, el principio de funcionamiento y los ajustes y parámetros de control serán acordados entre el operador del sistema y el propietario de la instalación de demanda.

No obstante lo dispuesto en el presente apartado, la Dirección General de Política Energética y Minas, a propuesta del operador del sistema, podrá establecer mediante resolución valores diferentes por subsistema eléctrico.

2.2.2 No producción de oscilaciones adversas.

Las instalaciones de demanda tipo NTD I, NTD II, RTD I y RTD II deberán cumplir los mismos requisitos relativos a oscilaciones adversas establecidos a estos efectos en el apartado 1.2.2 del presente anexo para las instalaciones de demanda correspondientes del SEPE.

cve: BOE-A-2026-24926
Verificable en https://www.boe.es

2.3 Requisitos de robustez.

2.3.1 Capacidad para soportar huecos de tensión en caso de faltas equilibradas.

Las instalaciones de demanda del SENP que se encuentren conectadas y puestas en servicio a la entrada en vigor del presente real decreto o que se conecten y pongan en servicio en los dos años siguientes:

– Si son tipo NTD-I o NTD-II, deberán cumplir el requisito sobre la capacidad fundamental para soportar huecos de tensión en caso de faltas equilibradas para cargas tipo NTD establecido en el apartado 1.3.1 del presente anexo.
– Si son tipo RTD-II, deberán cumplir el requisito sobre la capacidad fundamental para soportar huecos de tensión en caso de faltas equilibradas para cargas tipo RTD establecido en el apartado 1.3.2 del presente anexo.

Por su parte, las instalaciones de demanda del SENP cuya conexión y puesta en servicio tengan lugar una vez transcurridos dos años desde la entrada en vigor del presente real decreto:

– Si son tipo NTD-I o NTD-II, deberán cumplir el requisito sobre la capacidad avanzada para soportar huecos de tensión en caso de faltas equilibradas para cargas tipo NTD establecido en el apartado 1.3.3 del presente anexo.
– Si son tipo RTD-II, deberán cumplir el requisito sobre la capacidad avanzada para soportar huecos de tensión en caso de faltas equilibradas para cargas tipo RTD establecido en el apartado 1.3.4 del presente anexo.

2.3.2 Capacidad para soportar huecos de tensión en caso de faltas desequilibradas.

Las instalaciones de demanda a las que resulten de aplicación los requisitos establecidos en el apartado 2.3.1, deberán cumplir las especificidades relativas a la capacidad para soportar huecos de tensión en caso de faltas desequilibradas establecidos a estos efectos en el apartado 1.3.5 del presente anexo para las instalaciones de demanda correspondientes del SEPE.

2.3.3 Capacidad para contribuir a la recuperación de la potencia activa consumida después de una falta.

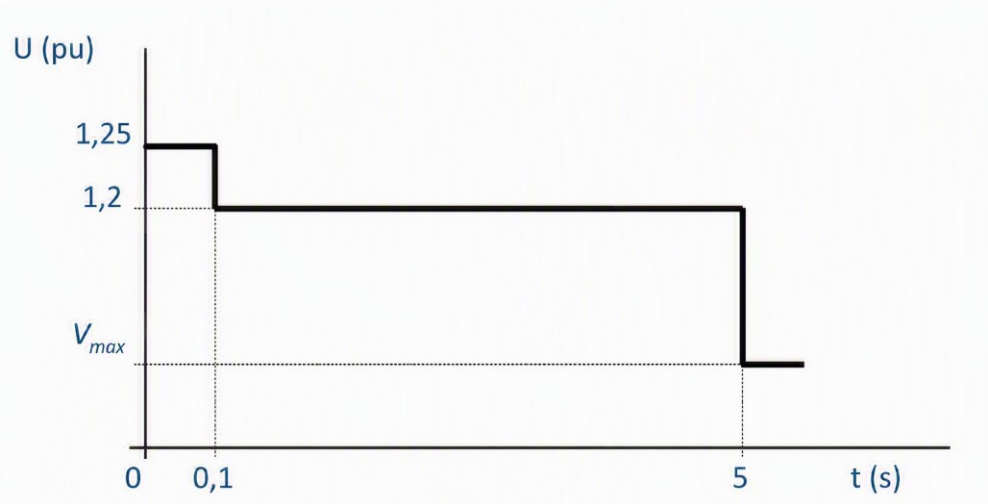
Las instalaciones de demanda tipo NTD I y NTD II deberán cumplir los mismos requisitos de diseño establecidos a estos efectos en el apartado 1.3.6 del presente anexo para las instalaciones de demanda correspondientes del SEPE.

2.3.4 Capacidad para sobretensiones temporales.

El presente requisito de conexión resultará de aplicación únicamente a las instalaciones de demanda NTD I, NTD II y RTD II cuya conexión y puesta en servicio tengan lugar una vez transcurridos dos años desde la entrada en vigor del presente real decreto.
Las instalaciones de demanda tipo NTD I, NTD II y RDT II deberán ser capaces de permanecer conectadas a la red y seguir funcionando de forma estable ante sobretensiones –tensión eficaz a tierra en el punto de conexión–, en una o en todas las fases, de acuerdo con la Figura 23. A este respecto, y a los efectos de la pertinente protección de las instalaciones, se deberá tener en cuenta que en el sistema eléctrico podrían aparecer sobretensiones superiores a 1,25 pu.

cve: BOE-A-2026-24926
Verificable en https://www.boe.es

Figura 23: Perfil de la capacidad para soportar sobretensiones temporales de las instalaciones de demanda



Vmax: Mayor tensión admisible considerada en los rangos de tensión y tiempos mínimos que debe soportar sin desconectar –1,15 pu para una tensión base mayor o igual a 66kV–.

2.4 Requisitos de gestión del sistema.

2.4.1 Limitación a las rampas de subida y bajada de la potencia activa.

El presente requisito de conexión resultará de aplicación únicamente a las instalaciones de demanda tipo NTD II y RTD II cuya conexión y puesta en servicio tengan lugar una vez transcurridos dos años desde la entrada en vigor del presente real decreto.

En relación con la limitación a las rampas de subida y bajada de la potencia activa las instalaciones de demanda tipo NTD II y RTD II, éstas deberán cumplir los mismos requisitos de diseño establecidos a estos efectos en el apartado 1.4.1 del presente anexo para las instalaciones de demanda correspondientes del SEPE, con las siguientes salvedades:

– La rampa máxima de potencia activa estará limitada al valor establecido por el operador del sistema en rangos de 1 minuto. Las variaciones de potencia, en régimen permanente, deberán desarrollarse de forma progresiva y sostenida, conforme a la limitación establecida y deberán ser verificadas en intervalos máximos de 1 minuto, evitando transiciones abruptas que puedan comprometer la estabilidad del sistema.

ANEXO IV

Requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento y seguridad para la conexión a la red exigibles a los sistemas HVDC y módulos de parque eléctrico en corriente continua

1. Requisitos para el Sistema Eléctrico Peninsular Español

Los propietarios de los sistemas HVDC y módulos de parque eléctrico en corriente continua del SEPE a los que, conforme a lo establecido en el artículo 7 del presente real decreto, les resulte de aplicación lo dispuesto en este anexo, deberán cumplir con todos los requisitos técnicos exigidos en el Reglamento (UE) 2016/1447 de la Comisión, de 26 de agosto de 2016, y sus desarrollos nacionales en el Real Decreto 647/2020, de 7 de

cve: BOE-A-2026-24926
Verificable en https://www.boe.es

julio, y la Orden TED/749/2020, de 16 de julio, para el SEPE. No obstante, se considerarán las salvedades siguientes:

– Los sistemas HVDC y módulos de parque eléctrico en corriente continua deberán cumplir con los requisitos indicados en los subapartados siguientes. Estos requisitos, según corresponda:

● Sustituyen o modifican requisitos semejantes establecidos en la citada normativa europea y desarrollos nacionales.
● Resultan adicionales a los mismos al quedarse fuera del ámbito del Reglamento (UE) 2016/1447 de la Comisión, de 26 de agosto de 2016, y revisten de un carácter esencial para asegurar el funcionamiento y la seguridad del SEPE.

En el caso de que un sistema HVDC interconecte el SEPE con el SENP, cada estación convertidora cumplirá los requisitos técnicos correspondientes al sistema al que se conecte.

1.1 Requisitos de frecuencia.

1.1.1 Control de potencia.

Los controles de la potencia programada o de despacho (de establecimiento, de limitación, de limitación de rampa o si el módulo de parque eléctrico en corriente continua dispone de un sistema de control coordinado, que impida que la potencia activa que pueda inyectar a la red supere la capacidad de acceso concedida), cumplirán los mismos requisitos de diseño establecidos para los módulos de generación de electricidad del SEPE, establecidos en el apartado 1.1.1. del anexo II.

2. Requisitos para el Sistema Eléctrico No Peninsular

Los propietarios de los sistemas HVDC y módulos de parque eléctrico conectados en corriente continua del SENP a los que, conforme a lo establecido en el artículo 7 del presente real decreto, les resulte de aplicación lo dispuesto en este anexo, deberán cumplir con todos los requisitos técnicos exigidos en el Reglamento (UE) 2016/1447 de la Comisión, de 26 de agosto de 2016, y sus desarrollos nacionales en el Real Decreto 647/2020, de 7 de julio, y la Orden TED/749/2020, de 16 de julio, para el SEPE. No obstante, se considerarán las salvedades siguientes:

– Las referencias a procedimientos de operación se entenderán sustituidas por referencias a los procedimientos de operación equivalentes del SENP, en su caso.
– Con carácter general, se tendrá en cuenta que toda referencia al nivel de tensión nominal de 110 kV del Reglamento (UE) 2016/1447 de la Comisión, de 26 de agosto de 2016, y sus desarrollos nacionales en la Orden TED/749/2020, de 16 de julio, será considerada como referida a 66 kV a los efectos de la aplicación de cualquier requisito al SENP.
– Los sistemas HVDC y módulos de parque eléctrico en corriente continua deberán cumplir con los requisitos indicados en los subapartados siguientes. Estos requisitos, según corresponda:

● Sustituyen o modifican requisitos semejantes establecidos en la citada normativa europea y desarrollos nacionales.
● Resultan adicionales a los mismos al quedarse fuera del ámbito del Reglamento (UE) 2016/1447 de la Comisión, de 26 de agosto de 2016, y revisten de un carácter esencial para asegurar el funcionamiento y la seguridad del SENP.

cve: BOE-A-2026-24926
Verificable en https://www.boe.es

2.1 Requisitos de frecuencia.

2.1.1 Control de potencia.

Los controles de la potencia programada o de despacho (de establecimiento, de limitación, de limitación de rampa o si el módulo de parque eléctrico en corriente continua dispone de un sistema de control coordinado, que impida que la potencia activa que pueda inyectar a la red supere la capacidad de acceso concedida), cumplirán los mismos requisitos de diseño establecidos para los módulos de generación de electricidad del SEPE, establecidos en el apartado 1.1.1. del anexo II.

2.1.2 Rangos de frecuencia.

Los periodos de tiempo mínimos durante los que los sistemas HVDC o módulos de parque eléctrico conectados en corriente continua del SENP deben ser capaces de permanecer conectados a la red y funcionar sin daños a diferentes valores de frecuencia serán los establecidos en la Tabla 9:

Tabla 9: Periodos de tiempo mínimos durante los que los sistemas HVDC o módulos de parque eléctrico conectados en corriente continua del SENP deben ser capaces de permanecer conectados a la red y funcionar sin daños a diferentes valores de frecuencia

Zona	Rango de frecuencias	Periodo de tiempo de funcionamiento
Sistemas Eléctricos No Peninsulares (SENP)	47,0 Hz – 47,5 Hz	60 segundos
	47,5 Hz – 48,0 Hz	1 hora
	48,0 Hz – 51,0 Hz	Ilimitado
	51,0 Hz – 52,0 Hz	1 hora

2.2 Requisitos de tensión.

2.2.1 Capacidad de amortiguamiento de oscilaciones de potencia.

Los sistemas HVDC del SENP deberán amortiguar posibles oscilaciones electromecánicas en el rango de frecuencia que se determine mediante resolución de la persona titular de la Dirección General de Política Energética y Minas, en lugar del rango establecido a tal efecto en el apartado 19 del anexo III de la Orden TED 749/2020 para los sistemas HVDC del SEPE. Hasta que dicha resolución produzca efectos, los sistemas HVDC del SENP deberán amortiguar posibles oscilaciones electromecánicas en el rango de frecuencia de 0,1 Hz a 2,5 Hz.

No obstante lo anterior, la Dirección General de Política Energética y Minas, a propuesta del operador del sistema, podrá establecer mediante resolución valores diferentes por subsistema eléctrico.

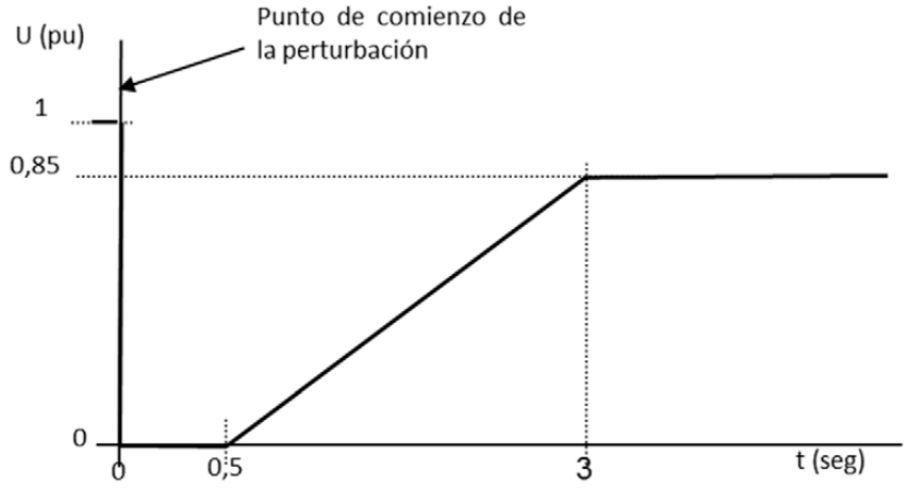
cve: BOE-A-2026-24926
Verificable en https://www.boe.es

2.3 Requisitos de robustez.

2.3.1 Capacidad de soportar huecos de tensión.

Tanto para las faltas equilibradas como desequilibradas, para los sistemas HVDC en el SENP aplicará el perfil de tensión en función del tiempo establecido en la Figura 24:

Figura 24: Perfil de la capacidad para soportar faltas equilibradas y desequilibradas de un sistema HVDC en el SENP



ANEXO V

Requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento y seguridad para la conexión a la red exigibles a las instalaciones híbridas

Con independencia de que cada módulo de generación de electricidad o módulo de almacenamiento que conformen de la instalación híbrida deba cumplir los requisitos técnicos que les sean de aplicación, conforme a lo dispuesto en el artículo 7, las instalaciones híbridas que dispongan de controles de la potencia programada o de despacho conjunto de la instalación (de establecimiento, de limitación, de limitación de rampa), se diseñarán de forma que, independientemente de la potencia programada o de despacho del conjunto de la instalación híbrida, no se impidan:

– Las inyecciones transitorias naturales (respuestas inerciales, electromagnéticas u otras) de las máquinas eléctricas y los incrementos de potencia de la emulación de inercia de los módulos de generación de electricidad y, en su caso, módulos de almacenamiento, que constituyan la instalación híbrida.

– Los incrementos/decrementos de potencia acumulados derivados de la regulación potencia frecuencia (MRPF, MRPFL-O y MRPFL-U), mientras no se alcance la capacidad máxima del permiso de acceso y conexión, en cuyo caso se debe saturar la respuesta de dicha regulación potencia frecuencia.

– El amortiguamiento de oscilaciones de los módulos de generación de electricidad y módulos de almacenamiento constituyentes, mientras no se alcance la capacidad máxima del permiso de acceso y conexión, en cuyo caso se debe saturar la respuesta de dichos controles.

Para ello, las velocidades de respuesta de los controles de la potencia programada o de despacho a nivel de instalación híbrida deberán ser, en caso necesario, suficientemente lentos para no interferir con las respuestas rápidas del resto de controles de los módulos de generación de electricidad y, en su caso, módulos de almacenamiento, que constituyan la instalación híbrida.

cve: BOE-A-2026-24926
Verificable en https://www.boe.es

El sistema de control coordinado de la instalación híbrida que impida que la potencia activa supere la capacidad de acceso concedida deberá diseñarse de tal forma que, independientemente de la potencia programada o de despacho del conjunto de la instalación, no se impidan las respuestas naturales y de controles indicados anteriormente. En particular, a efectos de no impedir las inyecciones transitorias naturales de las máquinas eléctricas y los incrementos/decrementos de potencia de la emulación de inercia de los módulos de generación de electricidad y, en su caso, módulos de almacenamiento, que constituyan la instalación híbrida, el sistema de control coordinado sólo actuará tras una temporización de 30 segundos superando el límite establecido.

Adicionalmente, el sistema de control coordinado deberá operar con los límites de potencia activa siguientes:

– La capacidad de acceso concedida en inyección o absorción, en su caso, si no existe perturbación de frecuencia.

– La capacidad de acceso concedida en inyección o absorción, en su caso, más el incremento de potencia activa correspondiente a un parámetro ajustable |ΔP1|/Pmax y aplicado al conjunto de la instalación híbrida.

A efectos del límite anterior, se entiende como potencia de referencia Pmax la capacidad de acceso concedida en inyección o absorción, en su caso, de la instalación híbrida mientras que exista perturbación de frecuencia.

El parámetro ajustable |ΔP1|/Pmax aplicable a nivel de instalación híbrida no modificará los incrementos |ΔP1|/Pmax establecidos para los módulos de generación de electricidad y/o módulos de almacenamiento que constituyan una instalación híbrida.

El gestor de la red pertinente, en coordinación con el operador del sistema, podrá definir dicho parámetro ajustable |ΔP1|/Pmax aplicable a nivel de instalación híbrida dentro de los rangos establecidos en el Reglamento (UE) 2016/631 para dicho parámetro en caso de que el incremento temporal de la potencia por encima de la capacidad máxima pudiese poner en riesgo la red receptora durante la perturbación de frecuencia.

No obstante lo anterior, la Dirección General de Política Energética y Minas podrá aprobar, mediante resolución, una especificación técnica del sistema de control coordinado que detalle técnicamente el contenido del presente requisito técnico de conexión.

Dicha especificación será elaborada por el operador del sistema y remitida a la citada Dirección General para su aprobación. A tal efecto, el operador del sistema constituirá un grupo de trabajo en el que participarán los sujetos y agentes interesados y, en particular, los gestores de red y las asociaciones representativas de los sectores de generación y almacenamiento, y someterá la propuesta a consulta pública.

ANEXO VI

Requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento y seguridad para la conexión a la red exigibles a los módulos de almacenamiento

El propietario de un módulo de almacenamiento deberá adoptar las medidas de diseño y/o control necesarias para cumpla con todos los requisitos técnicos exigidos en el anexo II del presente real decreto, atendiendo a su ubicación en el SEPE o en el SENP, en su condición de poder inyectar potencia a la red como un generador. A estos efectos, los módulos de almacenamiento tipo síncrono deberán cumplir los requisitos aplicables a los módulos de generación de electricidad síncronos; y los módulos de almacenamiento no síncronos deberán cumplir los requisitos aplicables a los módulos de parque eléctrico.

En el caso de que el módulo disponga capacidad técnica y legal para absorber potencia de la red, deberá cumplir asimismo todos los requisitos técnicos requeridos

cve: BOE-A-2026-24926
Verificable en https://www.boe.es

como generador aun cuando esté absorbiendo potencia. No obstante, deberán observarse las siguientes consideraciones:

– Los requisitos vinculados a la capacidad máxima deberán cumplirse igualmente, debiendo considerarse la «capacidad máxima de importación del módulo de almacenamiento» cuando esté absorbiendo de la red. A estos efectos, los valores de potencia de funcionamiento deberán entenderse siempre como valores absolutos con el adjetivo «inyectada» –para potencia positiva– o «absorbida» –para potencia negativa–.

No obstante, la potencia de referencia «Pmax», considerada por el Reglamento (UE) 2016/631 como referencia para valores unitarios en los requisitos MRPFL-O, MRPFL-U y MRPF, se entenderá como el mayor valor entre la «capacidad máxima del módulo de almacenamiento» y la «capacidad máxima de importación del módulo de almacenamiento», tanto cuando la instalación inyecte a la red como cuando la absorba. Sin perjuicio de lo anterior, en caso de limitaciones físicas y tecnológicas convenientemente justificadas al operador del sistema, se podrá acordar con dicho operador que queden excluidos de la obligación de los requisitos MRPFL-O, MRPFL-U y MRPF los módulos de almacenamiento tipo síncrono mientras estén absorbiendo potencia.

– Los requisitos dependientes de la potencia inyectada de la red deberán cumplirse igualmente, sustituyéndose el valor de potencia inyectada por el de potencia absorbida y entendiéndose los valores de potencia siempre como valores absolutos.

– En relación con los periodos de tiempo mínimos durante los cuales un módulo de almacenamiento deba ser capaz de funcionar a diferentes valores de frecuencia desviándose del valor nominal sin desconectarse de la red, el titular del módulo de almacenamiento, en función de las limitaciones físicas del aprovechamiento –bombeo hidroeléctrico, entre otros– y de limitaciones tecnológicas justificadas, podrá acordar rangos de frecuencia y periodos de tiempo de funcionamiento menores a las que le resultarían aplicables con el operador del sistema. No obstante, los correspondientes rangos de frecuencia y periodos de tiempo mínimos deberán quedar convenientemente coordinados con los ajustes de los relés de desconexión por subfrecuencia.

Sin perjuicio de lo dispuesto anteriormente, deberán tenerse en cuenta asimismo las siguientes consideraciones:

– A los efectos de la reserva a subir, se considerará como «reserva disponible a subir» la potencia disponible a subir del módulo de almacenamiento hasta su capacidad máxima, siempre que la disponibilidad de energía almacenada lo permita.

– A los efectos de reserva a bajar, se considerará como «reserva disponible a bajar» la potencia disponible a bajar del módulo de almacenamiento hasta su capacidad máxima de importación, siempre que exista capacidad de almacenar energía.

El titular de un módulo de almacenamiento deberá declarar:

– Tanto el nivel mínimo de regulación como el mínimo técnico correspondientes tanto cuando inyecta a la red como cuando absorbe de la red, en su caso. Sin perjuicio de lo anterior, en el caso de módulos de almacenamiento tipo parque eléctrico se considerará que no existe nivel mínimo de regulación ni mínimo técnico tanto cuando inyecta a la red como cuando absorbe de la red, en su caso, pudiendo cambiar de signo dinámicamente la potencia inyectada a la red como consecuencia de la respuesta de la regulación frecuencia potencia. En caso de módulos de almacenamiento tipo síncrono reversibles, el nivel mínimo de regulación absorbiendo de la red se considerará igual al mínimo técnico absorbiendo de la red.

– El nivel máximo y mínimo de carga de energía entre los cuales se explotará el módulo de almacenamiento. Estos valores deberán ser comunicados y actualizados convenientemente al operador del sistema a través de los cauces establecidos de acuerdo con la normativa que regule el intercambio de información con el dicho operador.

cve: BOE-A-2026-24926
Verificable en https://www.boe.es

Los requisitos al sistema de control coordinado de la potencia programada o de despacho establecidos para los módulos de generación de electricidad aplicarán asimismo a los módulos de almacenamiento cuando inyecten a la red o cuando absorban, en su caso, de la misma.

Los módulos de almacenamiento tipo parque eléctrico deberán disponer de las siguientes protecciones de limitación de la potencia inyectada o absorbida, en su caso, las cuales se encontrarán en servicio, salvo indicación contraria por el operador del sistema:

– Las protecciones de limitación de la potencia deberán actuar sobre la potencia inyectada o absorbida, en su caso, con la mayor velocidad de respuesta que la tecnología le permita. En ningún caso podrá ser más lenta que lo establecido para los modos de regulación potencia frecuencia limitados MRPFL-O y MRPFL-U que le sean de aplicación.

– Una vez activada la protección de desconexión, su desactivación o la reconexión del módulo se llevará a cabo según el procedimiento de operación correspondiente.

– Si el valor de la capacidad máxima del módulo de almacenamiento supera el 5% de la potencia de demanda valle del sistema o de la isla, en su caso, a la fecha de la concesión del permiso de acceso, el operador del sistema podrá solicitar el empleo de varias protecciones de limitación de potencia como las indicadas anteriormente, ajustadas a distintos niveles de frecuencia.

El módulo de almacenamiento deberá disponer de las siguientes protecciones de desconexión temporizadas:

– De sobrefrecuencia cuando inyecte potencia a la red, debiendo ajustarse en el rango de 50,0 a 52,0 Hz. Esta protección únicamente podrá actuar cuando el módulo se encuentre vertiendo potencia de la red.

– De subfrecuencia cuando absorba potencia a la red, si tiene capacidad técnica y legal para ello, debiendo ajustarse en el rango de 48,0 a 50,0 Hz. Esta protección únicamente podrá actuar cuando el módulo se encuentre absorbiendo potencia de la red.

Los ajustes en frecuencia y temporización indicados en el presente anexo serán establecidos por el operador del sistema de forma coordinada con los deslastres de cargas por subfrecuencia y con los deslastres de generación por sobrefrecuencia.

En caso de que un módulo de almacenamiento, por sus características técnicas –volantes de inercia, ultra condensadores, etc.–, no disponga de la capacidad de almacenamiento suficiente para el mantenimiento temporal de la respuesta primaria –MRPF– durante el tiempo mínimo requerido, el módulo de almacenamiento quedará exento de cumplir dicho requisito.

Los módulos de almacenamiento tipo parque eléctrico podrán disponer voluntariamente de capacidad *grid forming*, tanto en caso de vertido o de absorción de potencia de la red, en su caso.

El operador del sistema elaborará una especificación técnica sobre las capacidades *grid forming*. A tal efecto, constituirá un grupo de trabajo en el que participarán los sujetos y agentes interesados y, en particular, los gestores de red y las asociaciones representativas de los sectores de generación y almacenamiento, y someterá la propuesta a consulta pública.

Una vez finalizada la consulta pública, la propuesta será remitida a la Dirección General de Política Energética y Minas para su aprobación, en su caso, mediante resolución.

Los requisitos de no producción de oscilaciones adversas recogidos en el anexo II resultarán asimismo aplicables a los módulos de almacenamiento a los que resulte de aplicación el presente anexo, tanto cuando inyecten energía a la red como cuando, en su caso, la absorban de la misma.

cve: BOE-A-2026-24926
Verificable en https://www.boe.es

Los módulos de almacenamiento tipo parque eléctrico de tipo C o D deberán disponer de un sistema POD-Q, módulo destinado a amortiguar oscilaciones mediante potencia reactiva, y POD-P, módulo destinado a amortiguar oscilaciones mediante potencia activa, tanto cuando inyecte a la red como cuando, en su caso, la absorba de la misma. Dependiendo del tipo de almacenamiento y a fin de evitar un envejecimiento prematuro del mismo, el control POD-P únicamente se activará cuando la amplitud de la frecuencia de oscilación supere el umbral que definirá por el operador del sistema. El control se mantendrá activo hasta que la amplitud de la frecuencia de oscilación permanezca durante 5 minutos por debajo del referido umbral. En el caso de tecnologías de almacenamiento o sistemas híbridos que permitan este control de manera continua sin un envejecimiento extra, el operador del sistema podrá mantener activo este control de manera continua.

El operador del sistema elaborará una especificación técnica de las funciones POD-Q y POD-P. A tal efecto, constituirá un grupo de trabajo en el que participarán los sujetos y agentes interesados y, en particular, los gestores de red y las asociaciones representativas de los sectores de generación y almacenamiento, y someterá la propuesta a consulta pública.

Una vez finalizada la consulta pública, la propuesta será remitida a la Dirección General de Política Energética y Minas para su aprobación, en su caso, mediante resolución. La integración de este esquema combinado de control deberá llevarse a cabo en el plazo de un año desde la publicación de la resolución.

No obstante lo anterior, con anterioridad a la aprobación de la especificación técnica de las funciones POD-Q y POD-P, los titulares de módulos de almacenamiento podrán implementar voluntariamente dichas funciones, siempre que las características del control a implementar hayan sido previamente aprobadas por el operador del sistema.

Los módulos de almacenamiento tipo síncrono, independientemente de que tengan capacidad técnica y legal para absorber de la red, dispondrán de un PSS en las mismas condiciones que se establece a los módulos de electricidad síncronos en el SEPE o en el SENP respectivamente.

Adicionalmente, los módulos de almacenamiento estarán sujeto a la supervisión de la conformidad en la Norma Técnica de Supervisión correspondiente, tanto cuando inyecta a la red como cuando absorbe de la red en su caso.

ANEXO VII

Requisitos técnicos de conexión específicos para compensadores síncronos

Los propietarios de compensadores síncronos deberán adoptar las medidas de diseño y control necesarias para garantizar el cumplimiento de los requisitos técnicos de conexión aplicables a los módulos de generación de electricidad síncronos establecidos en el presente real decreto, con las adaptaciones que resulten necesarias por la naturaleza y características de dichos compensadores. En particular, se tendrá en cuenta que estos no inyectan ni absorben potencia activa de la red, salvo la estrictamente necesaria para mantener el giro a velocidad nominal y alimentar sus servicios auxiliares.

Los compensadores síncronos observarán adicionalmente los siguientes requisitos técnicos específicos:

– Se encontrarán exentos de cumplir los siguientes requisitos:

- Regulación potencia frecuencia: modos MRPF, MRPFL-O y MRPFL-U.
- Reducción de la capacidad de potencia máxima con la caída de la frecuencia.
- Todos los requisitos relativos a controles de establecimiento, limitaciones o de rampas de la potencia programada o de despacho.
- Contribución a la recuperación de la potencia activa tras una falta.

– Las capacidades de potencia reactiva serán las correspondientes al diagrama de capacidad P-Q del alternador a potencia activa nula.

cve: BOE-A-2026-24926
Verificable en https://www.boe.es

Adicionalmente, todos los compensadores síncronos de significatividad C o D deberán disponer de una constante de inercia de al menos 2,5 segundos en base a su potencia aparente nominal.

ANEXO VIII

Información para solicitar las notificaciones operacionales

CAPÍTULO I

Información para solicitar la notificación operacional de los módulos de generación de electricidad; de los módulos de almacenamiento; y de los compensadores síncronos conectados a la red de transporte

A efectos de lo dispuesto en el presente capítulo, los titulares de compensadores síncronos únicamente deberán remitir para la solicitud de las diferentes notificaciones operacionales la información establecida, según corresponda, en los apartados A), B) y C) posteriores en aquello que les resulte aplicable conforme a su naturaleza y características técnicas. El gestor de la red de transporte podrá publicar en su página web la información necesaria que deberán remitir titulares de compensadores síncronos para solicitar las correspondientes notificaciones operacionales, adecuándose a lo establecido en el presente capítulo.

A) Información para la solicitud de la notificación operacional de energización.

Con carácter general, la solicitud de notificación operacional de energización de instalaciones de enlace asociadas a módulos de generación de electricidad; a módulos de almacenamiento; y a compensadores síncronos que se conecten a la red de transporte deberá ir acompañada de la información que se detalla a continuación en el formato y mediante los formularios que al efecto disponga el gestor de red pertinente:

a) Descripción de la instalación (nombre, número de transformador, entre otros).
b) Nudo de conexión a la red de transporte (nombre y tensión).
c) Programa de pruebas y fechas prevista de puesta en servicio para pruebas y de operación comercial o disponibilidad de la instalación.
d) Autorización de explotación provisional para pruebas por parte del órgano competente.
e) Permisos de acceso y conexión firme por parte del operador del sistema.
f) Contrato técnico de acceso.
g) Cumplimiento del Reglamento unificado de puntos de medida, en relación con las características de la instalación de medida; verificaciones en origen y autorizaciones de uso de los equipos de medida; alta en el concentrador principal y recepción de medidas de su frontera en el sistema de medidas de acuerdo a los procedimientos establecidos. Asimismo, deberá asumirse el compromiso de verificar los equipos y la instalación en un plazo no superior a tres meses desde el alta en el concentrador principal, cuando la energización incluya algún transformador entre las instalaciones de conexión.
h) Información actualizada de la instalación de enlace según el procedimiento de operación en el que se regula la información intercambiada por el operador del sistema, en el formato o formularios que al efecto disponga el operador del sistema.
i) Alta en el sistema de telemedidas en tiempo real, de aplicación a instalaciones de enlace, incluyendo la documentación que acredite el cumplimiento de los requisitos de control en tiempo real a verificar por el operador del sistema a través de un Centro de Control habilitado y que cumpla con las especificaciones establecidas en la normativa que corresponda.

cve: BOE-A-2026-24926
Verificable en https://www.boe.es

j) La documentación que acredite la firma de un procedimiento de coordinación de maniobras con el operador del sistema que asegure en todo caso la operatividad de la red de transporte.

B) Información para la solicitud de la notificación operacional provisional.

Con carácter general, la solicitud de notificación operacional provisional de los módulos de generación de electricidad; de los módulos de almacenamiento; y de los compensadores síncronos que se conecten a la red de transporte deberá ir acompañada de la información que se detalla a continuación en el formato y mediante los formularios que al efecto disponga el gestor de red pertinente.

a) Notificación operacional de energización de la instalación de enlace y, en su caso, de las instalaciones de conexión y servicios auxiliares de producción para los módulos de generación; los módulos de almacenamiento; y los compensadores síncronos con conexión a la red de transporte, en caso de que resulte de aplicación.
b) Permiso de acceso y conexión.
c) Contrato de acceso.
d) Cumplimiento del Reglamento unificado de puntos de medida en cuanto a las características de la instalación de medida, verificaciones en origen y autorizaciones de uso de los equipos de medida, alta en el concentrador principal y recepción de medidas de su frontera en el sistema de medidas de acuerdo a los procedimientos establecidos, compromiso de verificación de los equipos y la instalación en un plazo no superior a tres meses tras el alta en el concentrador principal.
e) Información actualizada de la instalación según el procedimiento de operación en el que se regula la información intercambiada por el operador del sistema, en el formato o formularios que al efecto disponga el operador del sistema.
f) Alta en sistema de telemedidas en tiempo real, de aplicación a los módulos de generación de electricidad y de almacenamiento, incluyendo la documentación que acredite el cumplimiento de los requisitos de control en tiempo real a verificar por el operador del sistema a través de un Centro de Control habilitado y que cumpla con las especificaciones establecidas en el procedimiento de operación 8.2. o normativa que, en su caso, la sustituya.
g) Alta en el sistema de liquidaciones de la unidad de venta de energía, en el caso de instalaciones conectadas en el Sistema Eléctrico Peninsular Español; para las instalaciones ubicadas en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares o alta en el despacho económico según lo establecido en el correspondiente procedimiento de operación.
h) La documentación que pueda aportarse en el momento de la solicitud de notificación operacional provisional que demuestre la conformidad con el cumplimiento de los requisitos técnicos que le resulten de aplicación de acuerdo con el presente real decreto y con la establecido en la Norma Técnica de Supervisión correspondiente.
La documentación anterior será la misma que deberá acompañar la solicitud de informe previo a la notificación operacional provisional en el caso de instalaciones conectadas a la red de distribución a las que se refiere el apartado 6 del artículo 13.

C) Información para la solicitud de la notificación operacional definitiva.

Con carácter general, la solicitud de notificación operacional definitiva de los módulos de generación de electricidad; de los módulos de almacenamiento; y de los compensadores síncronos que se conecten a la red de transporte deberá ir acompañada de la información que se detalla a continuación, en el formato y mediante los formularios que al efecto disponga el gestor de red pertinente:

a) Notificación operacional provisional para módulos de generación de electricidad; para módulos de almacenamiento; y para compensadores síncronos que se conecten a la red de transporte.

cve: BOE-A-2026-24926
Verificable en https://www.boe.es

b) Inscripción previa en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica.

c) Verificación de la correcta recepción de las telemedidas en tiempo real y verificación de la disponibilidad y operatividad de los equipos de control mediante la superación de las pruebas de control de producción y seguimiento de instrucciones del operador del sistema que permitan garantizar en todo momento la fiabilidad del sistema eléctrico y la adscripción a un Centro de Control habilitado conforme a lo establecido en el artículo 7 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

d) La documentación que demuestre la conformidad con el cumplimiento de los requisitos técnicos que le resulten de aplicación de acuerdo con el presente real decreto y con la establecido en la Norma Técnica de Supervisión correspondiente.

e) Disponibilidad en la base de datos del operador del sistema de toda la información estructural de la instalación, con arreglo a lo dispuesto en los correspondientes procedimientos de operación; en particular los requisitos de información que pudieron quedar pendientes de completar (cuando sea de aplicación caracterización de armónicos e informes de validación de la idoneidad de los modelos dinámicos).

La documentación anterior será la misma que deberá acompañar la solicitud de informe previo a la notificación operacional definitiva en el caso de instalaciones de generación conectadas a la red de distribución a las que se refiere el apartado 6 del artículo 13.

CAPÍTULO II

Información para solicitar la notificación operacional de los módulos de generación de electricidad; de los módulos de almacenamiento; y de los compensadores síncronos conectados a la red de distribución

A efectos de lo dispuesto en el presente capítulo, los titulares de compensadores síncronos únicamente deberán remitir para la solicitud de las diferentes notificaciones operacionales la información establecida, según corresponda, en los apartados A), B) y C) posteriores en aquello que les resulte aplicable conforme a su naturaleza y características técnicas. Los gestores de las redes de distribución podrán publicar en sus respectivas páginas web la información necesaria que deberán remitirles los titulares de compensadores síncronos para solicitar las correspondientes notificaciones operacionales, adecuándose a lo establecido en el presente capítulo.

En relación con los apartados A), B) y C) posteriores, se aportará la documentación que demuestre la conformidad con los requisitos de conexión que resulten de aplicación al módulo de generación de electricidad; al módulo de almacenamiento; o al compensador síncrono, según corresponda, de acuerdo con el presente real decreto y con lo establecido en la Norma Técnica de Supervisión correspondiente.

A) Información para la solicitud de la notificación operacional de energización.

Con carácter general, la solicitud de notificación operacional de energización deberá ir acompañada de la información que se detalla a continuación, en el formato y mediante los formularios que al efecto dispongan los gestores de las redes de distribución:

a) Acuerdo sobre ajustes de los sistemas de protección y control adecuados al punto de conexión entre el gestor de red pertinente y el propietario del módulo o del compensador síncrono.

b) Documentación que acredite la existencia de un contrato de suministro para servicios auxiliares de producción, si procede.

c) Contrato de acceso o documento equivalente salvo en el caso de que, de conformidad con la normativa en vigor, no sea necesaria la suscripción del mismo.

cve: BOE-A-2026-24926
Verificable en https://www.boe.es

B) Información para la solicitud de la notificación operacional provisional.

Con carácter general, la solicitud de notificación operacional provisional deberá ir acompañada de la información que se detalla a continuación, en el formato y mediante los formularios que al efecto dispongan los gestores de las redes de distribución:

a) Documentación relacionada en el artículo 35.3 del Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016. La documentación prevista en dicho artículo se entenderá referida al marco regulatorio establecido en el presente real decreto, debiendo realizarse, cuando resulte necesario, las correspondientes equivalencias, adaptaciones y ajustes en su contenido, denominación, alcance o referencias, a fin de adecuarla a las definiciones, procedimientos y requisitos previstos en el presente real decreto, así como a los sujetos contemplados en este capítulo.
b) En su caso, informe previo emitido por el operador del sistema al que se refiere el apartado 6 del artículo 13.

C) Información para la solicitud de la notificación operacional definitiva.

Con carácter general, la solicitud de notificación operacional definitiva deberá ir acompañada de la información que se detalla a continuación, en el formato y mediante los formularios que al efecto dispongan los gestores de las redes de distribución:

a) En el caso de instalaciones de tipo A, el Documento de Instalación al que se refiere el artículo 30 del Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016.
b) En el caso de instalaciones de tipo B y C y para módulos de generación de electricidad, el Documento de Módulo de Generación de Electricidad al que se refiere el artículo 32.2 del Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016.
c) En el caso de instalaciones de tipo D, la información que acredite el cumplimiento de los aspectos recogidos en los artículos 36.2 y 36.3 del Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016.
d) En los casos a los que se refiere el apartado 6 del artículo 13, el informe previo emitido por el operador del sistema.

La información a la que se refieren, respectivamente, el artículo 30.2; el artículo 32.2; el artículo 36.2 y el artículo 36.3 se entenderá referida al marco regulatorio establecido en el presente real decreto, debiendo realizarse, cuando resulte necesario, las correspondientes equivalencias, adaptaciones y ajustes en su contenido, denominación, alcance o referencias, a fin de adecuarla a las definiciones, procedimientos y requisitos previstos en el presente real decreto, así como a los sujetos contemplados en este capítulo.

CAPÍTULO III

Información para solicitar la notificación operacional de instalaciones de demanda

A) Información para la solicitud de la notificación operacional de energización y provisional.

Con carácter general, la solicitud de notificación operacional de energización y provisional de instalaciones de demanda deberá ir acompañada de la información que se detalla a continuación, en el formato y mediante los formularios que al efecto disponga el gestor de la red pertinente:

a) Descripción de la Instalación (nombre, número de transformador, entre otros).
b) Nudo de conexión o, en su caso, nudo de afección a la red de transporte (nombre y tensión).
c) Programa de pruebas y fechas prevista de puesta en servicio para pruebas y de operación comercial o disponibilidad de la instalación.

cve: BOE-A-2026-24926
Verificable en https://www.boe.es

d) Permiso de acceso y conexión.
e) Contrato de acceso.
f) Cumplimiento del Reglamento Unificado de Puntos de Medida (RUPM) en cuanto a las características de la instalación de medida, verificaciones en origen y autorizaciones de uso de los equipos de medida, alta en el concentrador principal y recepción de medidas de su frontera en el sistema de medidas de acuerdo a los procedimientos establecidos, compromiso de verificación de los equipos y la instalación en un plazo no superior a tres meses tras el alta en el concentrador principal. En el caso de la solicitud de notificación operacional de energización, este requisito solo resultara de aplicación cuando esta incluya entre las instalaciones de conexión algún transformador.
g) Información actualizada de la instalación según el procedimiento de operación en el que se regula la información intercambiada por el operador del sistema, en el formato o formularios que al efecto disponga el operador del sistema.
h) Alta en sistema de telemedidas en tiempo real, de aplicación a instalaciones de enlace, incluyendo la documentación que, en el momento de solicitar la notificación operacional provisional, pudiera aportarse para demostrar la conformidad con los requisitos de control en tiempo real a verificar por el operador del sistema mediante la adscripción a un Centro de Control habilitado y que cumpla con las especificaciones establecidas en el procedimiento de operación 8.2, o normativa que lo sustituya.
i) La documentación que acredite la firma de un procedimiento de coordinación de maniobras con el operador del sistema que asegure en todo caso la operatividad de la red de transporte.
j) La documentación que pueda aportarse en el momento de la solicitud de notificación operacional provisional que demuestre la conformidad con el cumplimiento de los requisitos técnicos que le resulten de aplicación de acuerdo con el presente real decreto y con la establecido en la Norma Técnica de Supervisión correspondiente.

B) Información para la solicitud de la notificación operacional definitiva.

Con carácter general, la solicitud de notificación operacional definitiva de instalaciones de demanda deberá ir acompañada de la información que se detalla a continuación en el formato y mediante los formularios que al efecto disponga el operador del sistema:

a) Notificación operacional provisional.
b) Disponibilidad en la base de datos del operador del sistema de toda la información estructural de la instalación, con arreglo a lo dispuesto en los correspondientes procedimientos de operación; particularmente los requisitos de información que pudieron quedar pendientes de completar (cuando sea de aplicación, caracterización de armónicos e informes de validación de la idoneidad de los modelos dinámicos).
c) La documentación que demuestre la conformidad con el cumplimiento de los requisitos técnicos que le resulten de aplicación de acuerdo con el presente real decreto y con la establecido en la Norma Técnica de Supervisión correspondiente que, en su caso, se desarrolle.

CAPÍTULO IV

Información para solicitar la notificación operacional de instalaciones de distribución conectadas a la red de transporte

Con carácter general, la solicitud de notificación operacional de energización, provisional y definitiva de instalaciones de distribución deberá ir acompañada de la

cve: BOE-A-2026-24926
Verificable en https://www.boe.es

información que se detalla a continuación, en el formato y mediante los formularios que al efecto disponga el operador del sistema:

a) Descripción de la instalación (nombre, número de transformador, entre otros).

b) Nudo de conexión o, en su caso, nudo de afección a la red de transporte (nombre y tensión).

c) Programa de pruebas y fechas previstas de puesta en servicio para pruebas y de operación comercial o disponibilidad de la instalación.

d) Permiso de acceso y conexión.

e) Contrato de acceso.

f) Cumplimiento del Reglamento Unificado de Puntos de Medida (RUPM) en cuanto a las características de la instalación de medida, verificaciones en origen y autorizaciones de uso de los equipos de medida, alta en el concentrador principal y recepción de medidas de su frontera en el sistema de medidas de acuerdo a los procedimientos establecidos, compromiso de verificación de los equipos y la instalación en un plazo no superior a tres meses tras el alta en el concentrador principal.

g) Información actualizada de la instalación según el procedimiento de operación en el que se regula la información intercambiada por el operador del sistema, en el formato o formularios que al efecto disponga el operador del sistema.

h) Alta en sistema de telemedidas en tiempo real, de aplicación a instalaciones de enlace.

i) La documentación que acredite el cumplimiento de los requisitos de control en tiempo real a verificar por el operador del sistema, para lo que se deberá contar con un Centro de Control que cumpla con las especificaciones establecidas en el procedimiento de operación 8.2 o, en su caso, normativa que lo sustituya.

j) La documentación que demuestre la conformidad con el cumplimiento de los requisitos técnicos que le resulten de aplicación de acuerdo con el presente real decreto y con la establecido en la Norma Técnica de Supervisión correspondiente que, en su caso, se desarrollase.

cve: BOE-A-2026-24926
Verificable en https://www.boe.es