

Diario Oficial

de la Unión Europea

L 112



Edición
en lengua española

Legislación

59º año

27 de abril de 2016

Sumario

II *Actos no legislativos*

REGLAMENTOS

- ★ **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 ⁽¹⁾ 1**

⁽¹⁾ Texto pertinente a efectos del EEE

ES

Los actos cuyos títulos van impresos en caracteres finos son actos de gestión corriente, adoptados en el marco de la política agraria, y que tienen generalmente un período de validez limitado.

Los actos cuyos títulos van impresos en caracteres gruesos y precedidos de un asterisco son todos los demás actos.

II

(Actos no legislativos)

REGLAMENTOS

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**(Texto pertinente a efectos del EEE)**

LA COMISIÓN EUROPEA,

Visto el Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea,

Visto el Reglamento (CE) n.º 714/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad y por el que se deroga el Reglamento (CE) n.º 1228/2003 ⁽¹⁾, y en particular su artículo 6, apartado 11,

Considerando lo siguiente:

- (1) Es crucial completar con rapidez un mercado interior de la energía plenamente interconectado y funcional, para mantener la seguridad del suministro energético, aumentar la competitividad y garantizar que todos los consumidores puedan adquirir energía a precios asequibles.
- (2) El Reglamento (CE) n.º 714/2009 establece normas no discriminatorias que regulan el acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad con el objetivo de garantizar el buen funcionamiento del mercado interior de la electricidad. Además, el artículo 5 de la Directiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo y del Consejo ⁽²⁾ exige que los Estados miembros o, si los Estados miembros así lo han dispuesto, las autoridades reguladoras garanticen, entre otras cosas, la elaboración de normas técnicas objetivas y no discriminatorias que establezcan unos requisitos técnicos mínimos de diseño y operación para la conexión al sistema. Cuando los requisitos constituyen términos y condiciones para la conexión a las redes nacionales, el artículo 37, apartado 6, de la misma Directiva establece que las autoridades reguladoras deben encargarse de fijar o aprobar al menos las metodologías utilizadas para calcularlos o establecerlos. Para proporcionar seguridad al sistema dentro de la red de transporte interconectada, es esencial establecer una interpretación común de los requisitos aplicables a los módulos de generación de electricidad. Esos requisitos, que contribuyen a mantener, conservar y restablecer la seguridad de la red para facilitar el buen funcionamiento del mercado interior de la electricidad dentro de zonas síncronas o entre estas, así como a alcanzar su rentabilidad, se deben considerar cuestiones de red transfronterizas y cuestiones de integración de mercados.
- (3) Se deben establecer normas homogéneas relativas a la conexión a la red para los módulos de generación de electricidad con objeto de proporcionar un marco jurídico claro para las conexiones a la red, facilitar el comercio de electricidad en toda la Unión, garantizar la seguridad de los sistemas, facilitar la integración de las fuentes de energías renovables, aumentar la competencia y permitir un uso más eficiente de la red y de los recursos en beneficio de los consumidores.
- (4) La seguridad del sistema depende parcialmente de las capacidades técnicas de los módulos de generación de electricidad. Por consiguiente, son requisitos previos fundamentales una coordinación constante de las redes de

⁽¹⁾ DO L 211 de 14.8.2009, p. 15.

⁽²⁾ Directiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 2003/54/CE (DO L 211 de 14.8.2009, p. 55).

transporte y distribución, y un rendimiento adecuado de los equipos conectados a dichas redes con suficiente robustez para resistir a las perturbaciones y ayudar a evitar interrupciones prolongadas, o para facilitar la reposición del servicio después de un colapso.

- (5) Un funcionamiento seguro del sistema solo es posible si existe una estrecha cooperación entre los propietarios de instalaciones de generación de electricidad y los gestores de redes. En concreto, el funcionamiento del sistema en condiciones anómalas depende de la respuesta de los módulos de generación de electricidad a las desviaciones respecto a los valores de referencia 1 por unidad (pu) de tensión y frecuencia nominal. En el contexto de la seguridad de los sistemas, las redes y los módulos de generación de electricidad se deben considerar una entidad desde el punto de vista de la ingeniería de sistemas, dado que esas partes son interdependientes. Por lo tanto, como requisito previo para la conexión a la red, se deben establecer requisitos técnicos pertinentes para los módulos de generación de electricidad.
- (6) Las autoridades reguladoras deben tener en cuenta los costes razonables realmente contraídos por los gestores de red en la implementación del presente Reglamento cuando fijen o aprueben tarifas de transporte o distribución o sus metodologías, o cuando aprueben los términos y condiciones de conexión y acceso a las redes nacionales según lo dispuesto en el artículo 37, apartados 1 y 6, de la Directiva 2009/72/CE y en el artículo 14 del Reglamento (CE) n.º 714/2009.
- (7) Las diferentes redes de electricidad síncronas de la Unión presentan características diferentes que se deben tener en cuenta al establecer los requisitos para los generadores. Resulta por tanto conveniente considerar las especificidades regionales a la hora de estipular las normas de conexión a la red, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 8, apartado 6, del Reglamento (CE) n.º 714/2009.
- (8) Dada la necesidad de proporcionar seguridad normativa, los requisitos de este Reglamento se deben aplicar a las nuevas instalaciones generadoras, pero no a los módulos generadores existentes ni a los que ya se encuentran en una etapa de planificación avanzada que aún no se hayan finalizado, a menos que la autoridad reguladora o el Estado miembro pertinentes decida lo contrario atendiendo a la evolución de los requisitos del sistema y a un análisis de costes y beneficios completo, o cuando haya habido una modernización importante de esas instalaciones generadoras.
- (9) La importancia de los módulos de generación de electricidad se debe basar en su capacidad máxima y su efecto en el sistema global. Las máquinas síncronas se deben clasificar según la capacidad máxima de la máquina e incluir todos los componentes de una instalación generadora que normalmente funcionan de forma indivisible, como los alternadores independientes impulsados por las turbinas de gas y vapor independientes de una sola instalación de turbina de gas de ciclo combinado. En una instalación que incluya varias de estas instalaciones de turbinas de gas de ciclo combinado, cada una se debe evaluar según su capacidad máxima y no de acuerdo con la capacidad total de la instalación. Las unidades de generación de electricidad no conectadas de forma asíncrona, si se unen para formar una unidad económica y si tienen un único punto de conexión, se deben evaluar según su capacidad conjunta. Las unidades de generación de electricidad no conectadas de forma síncrona, si se unen para formar una unidad económica y si tienen un único punto de conexión, se deben evaluar según su capacidad agregada.
- (10) Teniendo en cuenta los diferentes niveles de tensión a los que los generadores están conectados y la capacidad máxima de producción de los mismos, el presente Reglamento debe distinguir entre los diferentes tipos de generadores estableciendo diferentes niveles de requisitos. El presente Reglamento no establece normas que determinen el nivel de tensión del punto de conexión al que se debe conectar el módulo de generación de electricidad.
- (11) Los requisitos aplicables a los módulos de generación de electricidad de tipo A deben establecerse al nivel básico necesario para garantizar capacidades de generación con una respuesta automatizada limitada y un control mínimo por parte del gestor de red. Esos requisitos deben garantizar que no existan grandes pérdidas de generación en los distintos rangos de operación del sistema, a fin de minimizar situaciones críticas, además de incluir los requisitos necesarios para una intervención generalizada durante situaciones críticas en el sistema.
- (12) Los requisitos aplicables a los módulos de generación de electricidad de tipo B deben proporcionar una respuesta dinámica automatizada de mayor rango con una mayor resiliencia frente a incidentes en la operación con el fin de garantizar el uso de esta respuesta dinámica y un nivel superior de control e información de los gestores de redes para utilizar dichas capacidades. Los requisitos mencionados deben garantizar una respuesta automatizada para reducir el impacto de los incidentes en el sistema y maximizar la respuesta de generación dinámica ante los mismos.
- (13) Los requisitos aplicables a los módulos de generación de electricidad de tipo C deben proporcionar una respuesta dinámica en tiempo real optimizada, estable y altamente controlable con el objetivo de prestar servicios auxiliares principales para garantizar la seguridad del suministro. Esos requisitos deben abarcar todos los estados del sistema con la consiguiente especificación detallada de las interacciones de los requisitos, las funciones, el control y la información para utilizar dichas capacidades y garantizar la respuesta del sistema en tiempo real necesaria para evitar incidentes en el sistema y para gestionarlos y mitigarlos. Esos requisitos deben también proporcionar suficiente capacidad a los módulos de generación para responder tanto a situaciones en las que el sistema está intacto como a situaciones en que está perturbado, así como ofrecer la información y el control necesarios para utilizar la producción en diferentes situaciones.

- (14) Los requisitos aplicables a los módulos de generación de electricidad de tipo D deben ser específicos de la generación conectada a alta tensión, con impacto en el control y el funcionamiento de todo el sistema. Esos requisitos deben garantizar un funcionamiento estable del sistema interconectado que permita el uso de servicios auxiliares de producción a escala europea.
- (15) Los requisitos se deben basar en los principios de no discriminación y transparencia, así como en el principio de optimización entre la mayor eficiencia general y el menor coste total para todas las partes implicadas. Por lo tanto, esos requisitos deben reflejar las diferencias en el tratamiento de las tecnologías de generación con diferentes características inherentes, así como evitar inversiones innecesarias en algunas zonas geográficas para tener en cuenta sus correspondientes especificidades regionales. Los gestores de red de transporte (GRT) y los gestores de redes de distribución (GRD), incluidos los gestores de redes de distribución cerradas, pueden tener en cuenta esas diferencias a la hora de definir los requisitos de conformidad con las disposiciones del presente Reglamento, reconociendo a la vez que los límites que determinan si una red es una red de transporte o una red de distribución se establecen a nivel nacional.
- (16) Debido a su impacto transfronterizo, el presente Reglamento debe estar orientado a los mismos requisitos relacionados con la frecuencia para todos los niveles de tensión, al menos dentro de una zona síncrona. Esto es necesario porque, dentro de una zona síncrona, una variación de la frecuencia en un Estado miembro afectaría inmediatamente a la frecuencia del resto de los Estados miembros y podría dañar sus equipos.
- (17) A fin de garantizar la seguridad de los sistemas, debe ser posible que los módulos de generación de electricidad de cada zona síncrona del sistema interconectado permanezcan conectados a la red en los rangos de frecuencia y tensión especificados.
- (18) El presente Reglamento debe proporcionar los rangos de parámetros para la elección a nivel nacional de la capacidad para soportar huecos de tensión con el objeto de mantener un enfoque proporcional que refleje las necesidades variables del sistema, como el nivel de fuentes de energías renovables («RES») y los esquemas de protección de la red existentes, tanto de transporte como de distribución. Dada la configuración de algunas redes, el límite máximo de los requisitos de capacidad para soportar huecos de tensión debe ser de 250 milisegundos. No obstante, dado que el tiempo de despeje de faltas más habitual en Europa es actualmente de 150 milisegundos, el presente Reglamento da margen para que la entidad designada por el Estado miembro para aprobar los requisitos del mismo Reglamento verifique si es necesario un período más largo de su aprobación.
- (19) Al definir las condiciones previas y posteriores a las faltas aplicables a la capacidad de soportar huecos de tensión, teniendo en cuenta las características del sistema, tales como la topología de la red y la combinación de generación, el GRT pertinente debe decidir si se otorga prioridad a las condiciones de funcionamiento previas a la falta de los módulos de generación de electricidad o a los tiempos de despeje de faltas más largos.
- (20) Garantizar una nueva conexión adecuada después de una desconexión accidental debida a una perturbación de la red es importante para el funcionamiento del sistema interconectado. Una protección adecuada de la red resulta esencial para mantener la estabilidad y seguridad del sistema, particularmente en caso de perturbaciones del sistema. Los esquemas de protección pueden evitar el agravamiento de las perturbaciones y limitar sus consecuencias.
- (21) Un intercambio de información adecuado entre los gestores de redes y los propietarios de las instalaciones de generación de electricidad es un requisito previo para permitir que los gestores de redes mantengan la estabilidad y seguridad del sistema. Los gestores de redes deben disponer de información continua sobre el estado del sistema que incluya información sobre las condiciones de funcionamiento de los módulos de generación de electricidad, así como la posibilidad de comunicarse con ellos para dar instrucciones de funcionamiento.
- (22) En situaciones de emergencia que pudieran poner en peligro la estabilidad y seguridad del sistema, los gestores de redes deben poder dar instrucciones para que la producción de los módulos de generación de electricidad se ajuste de forma que los operadores de red puedan cumplir sus responsabilidades en cuanto a la seguridad del sistema.
- (23) Los rangos de tensión se deben coordinar entre los sistemas interconectados porque son fundamentales para una planificación y un funcionamiento seguros de un sistema eléctrico dentro de una zona síncrona. Las desconexiones debidas a perturbaciones en la tensión afectan a los sistemas vecinos. Si no se especifican los rangos de tensión, se podría extender la incertidumbre en la planificación y operación del sistema en relación con el funcionamiento más allá de las condiciones normales de operación.
- (24) Las necesidades de capacidad de potencia reactiva dependen de varios factores, incluidos el grado de mallado de la red y el índice entre el suministro y el consumo, que se deben tener en cuenta al establecer los requisitos de potencia reactiva. Cuando las características regionales de la red varían dentro del área de responsabilidad de un

gestor de red, podría resultar adecuado el uso de más de un diagrama. La producción de potencia reactiva, conocida como «en retraso», a altas tensiones y el consumo de potencia reactiva, conocido como «en adelanto», a bajas tensiones podrían no ser necesarios. Los requisitos de potencia reactiva podrían poner limitaciones al diseño y al funcionamiento de las instalaciones de generación de electricidad. Es importante por tanto evaluar cuidadosamente las capacidades realmente necesarias para un funcionamiento eficaz del sistema.

- (25) Los módulos de generación de electricidad síncronos tienen la capacidad inherente de resistir o ralentizar las variaciones de frecuencia, una característica que no poseen muchas tecnologías de fuentes de energía renovables. Por consiguiente, deben adoptarse medidas correctoras para evitar una mayor derivada de la frecuencia en periodos de producción elevada a partir de fuentes de energía renovables. La emulación de inercia podría facilitar una mayor expansión de las fuentes de energía renovables, que no contribuyen de forma natural a la inercia.
- (26) Es conveniente introducir pruebas de conformidad adecuadas y proporcionadas a fin de que los gestores de red puedan garantizar la seguridad operacional.
- (27) Las autoridades reguladoras, los Estados miembros y los gestores de redes deben garantizar que, en el proceso de elaboración y aprobación de los requisitos de conexión a la red, estos estén armonizados en la medida de lo posible a fin de asegurar la integración total del mercado. A la hora de elaborar los requisitos de conexión deben tenerse especialmente en cuenta las normas técnicas establecidas.
- (28) El presente Reglamento debe establecer un procedimiento de excepción respecto de las normas para tener en cuenta las circunstancias locales cuando excepcionalmente, por ejemplo, la conformidad con dichas normas pudiera poner en peligro la estabilidad de la red local o en las que el funcionamiento seguro de un módulo de generación de electricidad requiriese condiciones de funcionamiento que no están en consonancia con el Reglamento. En el caso particular de las centrales de producción combinada de calor y electricidad, que aportan beneficios más amplios en cuanto a la eficiencia, la aplicación de las normas dispuestas en el presente Reglamento podría dar lugar a costes desproporcionados y causar la pérdida de dichos beneficios de eficiencia.
- (29) Previa aprobación de la autoridad reguladora pertinente, u otra autoridad cuando sea aplicable en un Estado miembro, se debe permitir a los gestores de redes que propongan excepciones para determinadas clases de módulos de generación de electricidad.
- (30) El presente Reglamento ha sido adoptado sobre la base del Reglamento (CE) n.º 714/2009, al que complementa y del que forma parte integrante. Las referencias al Reglamento (CE) n.º 714/2009 en otros actos legales se entenderán hechas asimismo al presente Reglamento.
- (31) Las medidas previstas en el presente Reglamento se ajustan al dictamen del Comité al que se refiere el artículo 23, apartado 1, del Reglamento (CE) n.º 714/2009.

HA ADOPTADO EL PRESENTE REGLAMENTO:

TÍTULO I

DISPOSICIONES GENERALES

Artículo 1

Objeto

El presente Reglamento establece un código de red que define los requisitos para la conexión a la red de las instalaciones de generación de electricidad, principalmente los módulos de generación de electricidad síncronos, los módulos de parque eléctrico y los módulos de parque eléctrico en alta mar, al sistema interconectado. Contribuye, por consiguiente, a asegurar unas condiciones justas de competencia en el mercado interior de la electricidad, a garantizar la seguridad del sistema y la integración de las fuentes de energía renovables, así como a facilitar el comercio de electricidad en la Unión Europea.

El presente Reglamento también define las obligaciones para garantizar que los gestores de redes hagan un uso adecuado de las capacidades de las instalaciones de generación de electricidad de forma transparente y no discriminatoria, con el fin de proporcionar condiciones equitativas en toda la Unión.

Artículo 2

Definiciones

A efectos del presente Reglamento, se aplicarán las definiciones recogidas en el artículo 2 de la Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo ⁽¹⁾, en el artículo 2 del Reglamento (CE) n.º 714/2009 de la Comisión, el artículo 2 del Reglamento (UE) 2015/1222 de la Comisión ⁽²⁾, el artículo 2 del Reglamento (UE) n.º 543/2013 de la Comisión ⁽³⁾ y el artículo 2 de la Directiva 2009/72/CE.

Asimismo, serán de aplicación las siguientes definiciones

1. «entidad»: una autoridad reguladora, otra autoridad nacional, un gestor de red u otro organismo público o privado designado de conformidad con la legislación nacional;
2. «zona síncrona»: una zona cubierta por GRT interconectados de forma síncrona, tales como las zonas síncronas de Europa Continental, Gran Bretaña, Irlanda-Irlanda del Norte y Países Nórdicos, y los sistemas eléctricos de Lituania, Letonia y Estonia, en conjunto denominados «Estados Bálticos», que forman parte de una zona síncrona mayor;
3. «tensión»: la diferencia de potencial eléctrico entre dos puntos, medida como el valor de la media cuadrática de las tensiones entre fases de secuencia positiva a la frecuencia fundamental;
4. «potencia aparente»: el producto de la tensión, la corriente a la frecuencia fundamental y la raíz cuadrada de tres en caso de sistemas trifásicos, normalmente expresada en kilovoltamperios («kVA») o megavoltamperios («MVA»);
5. «módulo de generación de electricidad»: un módulo de generación de electricidad síncrono o un módulo de parque eléctrico;
6. «instalación de generación de electricidad»: una instalación que convierte energía primaria en energía eléctrica y que se compone de uno o más módulos de generación de electricidad conectados a una red en uno o más puntos de conexión;
7. «propietario de instalación de generación de electricidad»: una entidad física o jurídica propietaria de una instalación de generación de electricidad;
8. «planta de generación principal»: uno o más de los principales elementos del equipo necesario para convertir la fuente primaria de energía en electricidad;
9. «módulo de generación de electricidad síncrono»: un conjunto indivisible de instalaciones que pueden producir energía eléctrica de forma tal que la frecuencia de la tensión generada, la velocidad del generador y la frecuencia de la tensión de la red se mantengan con una relación constante y, por tanto, estén sincronizadas;
10. «documento del módulo de generación de electricidad» o «DMGE»: un documento proporcionado por el propietario de la instalación de generación de electricidad al gestor de red pertinente para un módulo de generación de electricidad de tipo B o C, que confirma que se ha demostrado la conformidad del módulo de generación de electricidad con los criterios técnicos dispuestos en el presente Reglamento y que proporciona las declaraciones y los datos necesarios, incluida una declaración de conformidad;
11. «gestor de red de transporte pertinente»: el GRT en cuya zona de control hay conectado o se conectará a la red a cualquier nivel de tensión un módulo de generación de electricidad, una instalación de demanda, una red de distribución o un sistema de corriente continua de alta tensión (HVDC);
12. «red»: una planta y la aparamenta conectadas entre sí para transportar o distribuir electricidad;
13. «gestor de red pertinente»: el gestor de red de transporte o el operador de red de distribución a cuya red hay conectado o se conectará un módulo de generación de electricidad, una instalación de demanda, una red de distribución o un sistema HVDC;

⁽¹⁾ Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, relativa a la eficiencia energética, por la que se modifican las Directivas 2009/125/CE y 2010/30/UE, y por la que se derogan las Directivas 2004/8/CE y 2006/32/CE (DO L 315 de 14.11.2012, p. 1).

⁽²⁾ Reglamento (UE) 2015/1222 de la Comisión, de 24 de julio de 2015, por el que se establece una directriz sobre la asignación de capacidad y la gestión de las congestiones (DO L 197 de 25.7.2015, p. 24).

⁽³⁾ Reglamento (UE) n.º 543/2013 de la Comisión, de 14 de junio de 2013, sobre la presentación y publicación de datos de los mercados de la electricidad y por el que se modifica el anexo I del Reglamento (CE) n.º 714/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo (DO L 163 de 15.6.2013, p. 1).

14. «acuerdo de conexión»: un contrato entre el gestor de red pertinente y el propietario de la instalación de generación de electricidad, el propietario de la instalación de demanda, el gestor de la red de distribución o el propietario del sistema HVDC, que incluye la instalación correspondiente y los requisitos técnicos específicos de la instalación de generación de electricidad, la instalación de demanda, la red de distribución, la conexión a la red de distribución o el sistema HVDC;
15. «punto de conexión»: la interfaz a la que el módulo de generación de electricidad, la instalación de demanda, la red de distribución o el sistema HVDC está conectado a una red de transporte, una red en alta mar, una red de distribución, incluidas las redes de distribución cerradas, o un sistema HVDC, según se determine en el acuerdo de conexión;
16. «capacidad máxima» o « $P_{\max}$ »: la potencia activa máxima que puede producir un módulo de generación de electricidad de forma continua, menos la demanda asociada exclusivamente a la facilitación del funcionamiento de dicho módulo de generación de electricidad y no suministrada a la red con arreglo a lo especificado en el acuerdo de conexión o según lo acordado entre el gestor de red pertinente y el propietario de la instalación de generación de electricidad;
17. «módulo de parque eléctrico» o «MPE»: una unidad o un conjunto de unidades que genera electricidad, que está conectado de forma no síncrona a la red o que está conectado mediante electrónica de potencia, y que además dispone de un solo punto de conexión a una red de transporte, una red de distribución, incluidas las redes de distribución cerradas, o un sistema HVDC;
18. «módulo de parque eléctrico en alta mar»: un módulo de parque eléctrico ubicado en alta mar con un punto de conexión en alta mar;
19. «modo de operación como compensador síncrono»: funcionamiento de un alternador sin motor primario para regular la tensión de forma dinámica mediante la producción o absorción de potencia reactiva;
20. «potencia activa»: la componente real de la potencia aparente a la frecuencia fundamental, expresada en vatios o múltiplos de estos, como kilovatios («kW») o megavatios («MW»);
21. «almacenamiento por bombeo»: una unidad hidráulica en la que el agua se eleva por medio de bombas y se almacena para utilizarla en la generación de electricidad;
22. «frecuencia»: la frecuencia eléctrica de la red expresada en hercios, que se puede medir en todas las partes de la zona síncrona suponiendo un valor constante para la red en el intervalo temporal de segundos, con solo leves diferencias entre las diferentes ubicaciones medidas; su valor nominal es 50 Hz;
23. «estatismo»: la relación entre la variación del valor de la frecuencia de régimen permanente y la variación resultante de régimen permanente en la salida de potencia activa, expresada en términos de porcentaje. La variación de frecuencia se expresa como la relación entre esta y la frecuencia nominal, y la variación de la potencia activa se expresa como la relación entre esta y la capacidad máxima o potencia activa real en el momento de alcanzar el umbral pertinente;
24. «nivel mínimo de regulación»: la potencia activa mínima, con arreglo a lo especificado en el acuerdo de conexión o según lo acordado entre el gestor de red pertinente y el propietario de la instalación de generación de electricidad, hasta la cual el módulo de generación de electricidad puede controlar la potencia activa;
25. «valor de consigna»: el valor objetivo de cualquier parámetro utilizado normalmente en esquemas de control;
26. «instrucción»: cualquier orden, dentro de su competencia, emitida por un gestor de red a un propietario de una instalación de generación de electricidad, un propietario de una instalación de demanda, un gestor de la red de distribución o un propietario del sistema HVDC para realizar una acción;
27. «falta correctamente despejada»: una falta que se ha despejado satisfactoriamente de conformidad con los criterios de planificación del gestor de red;
28. «potencia reactiva»: la componente imaginaria de la potencia aparente a la frecuencia fundamental, normalmente expresada en kilovares («kVAr») o megavares («MVar»);
29. «capacidad para soportar huecos de tensión»: la capacidad de los dispositivos eléctricos para permanecer conectados a la red y funcionar durante períodos de baja tensión en el punto de conexión provocados por faltas correctamente despejadas;
30. «alternador»: un dispositivo que convierte energía mecánica en energía eléctrica por medio de un campo magnético giratorio;
31. «corriente»: la velocidad a la que fluye la carga eléctrica, que se mide por el valor de la media cuadrática de la secuencia positiva de la corriente de fase a la frecuencia fundamental;
32. «estátor»: la parte de una máquina rotativa que incluye los elementos magnéticos estacionarios con sus bobinados asociados;

33. «inercia»: la propiedad de un cuerpo rígido giratorio, como el rotor de un alternador, por la que mantiene su estado de movimiento giratorio uniforme y momento angular a menos que se aplique un par de fuerza externo;
34. «emulación de inercia»: la característica proporcionada por un módulo de parque eléctrico o sistema HVDC para sustituir el efecto de inercia de un módulo de generación de electricidad síncrono hasta un determinado nivel de respuesta;
35. «control de frecuencia»: la capacidad de un módulo de generación de electricidad o de un sistema HVDC para ajustar su salida de potencia activa según una desviación medida de la frecuencia del sistema respecto al valor de consigna, para mantener la frecuencia del sistema estable;
36. «modo de regulación potencia-frecuencia» o «MRPF»: el modo de funcionamiento de un módulo de generación de electricidad o de un sistema HVDC en el que la salida de potencia activa cambia en respuesta a una variación en la frecuencia del sistema, de forma que ayude a la recuperación de la frecuencia de consigna;
37. «modo de regulación potencia-frecuencia limitado-sobrefrecuencia» o «MRPFL-O»: el modo de funcionamiento de un módulo de generación de electricidad o de un sistema HVDC que produce una reducción en la salida de potencia activa en respuesta a una variación en la frecuencia del sistema por encima de un valor determinado;
38. «modo de regulación potencia-frecuencia limitado-subfrecuencia» o «MRPFL-U»: el modo de funcionamiento de un módulo de generación de electricidad o de un sistema HVDC que produce un aumento en la salida de potencia activa en respuesta a una variación en la frecuencia del sistema por debajo de un valor determinado;
39. «banda muerta de respuesta a la frecuencia»: un intervalo utilizado de forma intencionada dentro del cual el control de frecuencia no responde;
40. «insensibilidad de respuesta a la frecuencia»: la característica inherente del sistema de control especificada como la magnitud de la variación de frecuencia o la señal de entrada mínima necesaria para producir una variación en la potencia de salida o la señal de salida;
41. «diagrama de capacidad P-Q»: un diagrama que describe la capacidad de potencia reactiva de un módulo de generación de electricidad en función de la variación de potencia activa en el punto de conexión;
42. «estabilidad en régimen permanente»: la capacidad de una red o un módulo de generación de electricidad síncrono de volver a su estado inicial y mantener un funcionamiento estable tras una perturbación leve;
43. «funcionamiento en isla»: el funcionamiento independiente de toda una red o de parte de una red que queda aislada después de que se desconecte del sistema interconectado, que disponga al menos de un módulo de generación de electricidad o de un sistema HVDC que suministra energía a esta red o que controla la frecuencia y la tensión;
44. «operación sobre consumos propios»: la operación que garantiza que las instalaciones de generación de electricidad puedan seguir suministrando sus cargas internas en caso de faltas en la red que provoquen que los módulos de generación de electricidad se desconecten de la red y se trasladen a sus suministros auxiliares;
45. «capacidad de arranque autónomo»: la capacidad de recuperación de un módulo de generación de electricidad desde su desconexión total a través de una fuente de energía auxiliar específica sin suministro de energía eléctrica externo a la instalación de generación de electricidad;
46. «certificador autorizado»: una entidad que emite certificados de equipos y documentos de módulos de generación de electricidad y cuya acreditación otorga la filial nacional de la Cooperación Europea de la Acreditación («EA»), establecida de conformidad con el Reglamento (CE) n.º 765/2008 del Parlamento Europeo y del Consejo ⁽¹⁾;
47. «certificado de equipo»: un documento emitido por un certificador autorizado para el equipo utilizado por un módulo de generación de electricidad, una unidad de demanda, una red de distribución, una instalación de demanda o un sistema HVDC. El certificado de equipo define el ámbito de su validez en el nivel nacional o en otro nivel en el que se selecciona un valor específico del rango permitido en el ámbito europeo. A efectos de la sustitución de partes específicas del proceso de conformidad, el certificado de equipo puede incluir modelos validados por los resultados de pruebas;
48. «sistema de control de la excitación»: un sistema de control realimentado que incluye el funcionamiento de la máquina síncrona y su sistema de excitación;
49. «diagrama U-Q/P_{max}»: un diagrama que representa la capacidad de potencia reactiva de un módulo de generación de electricidad o de una estación convertidora de HVDC en función de la variación de la tensión en el punto de conexión;

⁽¹⁾ Reglamento (CE) n.º 765/2008 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 9 de julio de 2008, por el que se establecen los requisitos de acreditación y vigilancia del mercado relativos a la comercialización de los productos y por el que se deroga el Reglamento (CEE) n.º 339/93 (DO L 218 de 13.8.2008, p. 30).

50. «mínimo técnico»: 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 generación de electricidad, a la que el módulo de generación de electricidad puede funcionar de forma estable durante un tiempo ilimitado;
51. «limitador de sobreexcitación»: un dispositivo de control dentro del regulador automático de tensión (AVR) que evita que el rotor de un alternador se sobrecargue al limitar la corriente de excitación;
52. «limitador de subexcitación»: un dispositivo de control dentro del AVR cuyo fin es evitar que el alternador pierda el sincronismo debido a una pérdida de excitación;
53. «regulador automático de tensión» o «AVR»: el equipo automático de actuación continua que controla la tensión en terminales de un módulo de generación de electricidad síncrono mediante la comparación de la tensión en terminales real y un valor de referencia, así como mediante el control de la respuesta del sistema de control de la excitación;
54. «sistema estabilizador de potencia» o «PSS»: una función adicional del AVR de un módulo de generación de electricidad síncrono cuyo fin es amortiguar las oscilaciones de potencia;
55. «corriente de falta rápida»: una corriente inyectada por un módulo de parque eléctrico o un sistema HVDC durante y después de una variación de tensión provocada por una falta eléctrica con objeto de identificar la falta mediante los sistemas de protección de la red en la etapa inicial de la falta, de colaborar en el mantenimiento de la tensión del sistema en una etapa posterior a la falta y de recuperar la tensión del sistema después de despejar la falta;
56. «factor de potencia»: la relación entre el valor absoluto de la potencia activa y la potencia aparente;
57. «pendiente»: la relación entre la variación de tensión, referida a la tensión de referencia 1 pu, y la variación en la alimentación de entrada de la potencia reactiva de cero a la potencia reactiva máxima, referida a la potencia reactiva máxima;
58. «sistema de conexión de la red en alta mar»: la interconexión completa entre un punto de conexión en alta mar y el sistema terrestre en el punto de interconexión a la red terrestre;
59. «punto de interconexión a la red terrestre»: el punto en el que el sistema de conexión de la red en alta mar está conectado a la red terrestre del gestor de red pertinente;
60. «documento de instalación»: un documento de estructura simple que contiene información sobre un módulo de generación de electricidad de tipo A o sobre una unidad de demanda con respuesta a la demanda conectada por debajo de 1 000 V, y que confirma la conformidad del módulo o unidad con los requisitos aplicables;
61. «declaración de conformidad»: un documento presentado por el propietario de la instalación de generación de electricidad, el propietario de la instalación de demanda, el gestor de la red de distribución o el propietario del sistema HVDC al gestor de red que indica el estado actual de conformidad con las especificaciones y requisitos aplicables;
62. «notificación operacional definitiva» o «FON»: una notificación emitida por el gestor de red pertinente al propietario de una instalación de generación de electricidad, al propietario de una instalación de demanda, al gestor de una red de distribución o al propietario de un sistema HVDC que cumple las especificaciones y los requisitos correspondientes, que les permite operar respectivamente un módulo de generación de electricidad, una instalación de demanda, una red de distribución o un sistema HVDC mediante el uso de la conexión a la red;
63. «notificación operacional de energización» o «EON»: una notificación emitida por el gestor de red pertinente al propietario de una instalación de generación de electricidad, al propietario de una instalación de demanda, al gestor de una red de distribución o el propietario de un sistema HVDC antes de la energización de su red interna;
64. «notificación operacional provisional» o «ION»: una notificación emitida por el gestor de red pertinente al propietario de una instalación de generación de electricidad, al propietario de una instalación de demanda, al gestor de una red de distribución o al propietario de un sistema HVDC que les permite operar respectivamente un módulo de generación de electricidad, una instalación de demanda, una red de distribución o un sistema HVDC mediante el uso de una conexión a la red durante un período de tiempo limitado, así como iniciar las pruebas de conformidad para garantizar el cumplimiento de las especificaciones y de los requisitos pertinentes;
65. «notificación operacional limitada» o «LON»: una notificación emitida por el gestor de red pertinente al propietario de una instalación de generación de electricidad, al propietario de una instalación de demanda, al gestor de una red de distribución o al propietario de un sistema HVDC que ha ostentado previamente el estado APESF, pero que se encuentra temporalmente sujeto a una modificación o pérdida de capacidad importante que redundaría en la falta de cumplimiento de las especificaciones y de los requisitos pertinentes.

*Artículo 3***Ámbito de aplicación**

1. Los requisitos de conexión dispuestos en el presente Reglamento se aplicarán a los nuevos módulos de generación de electricidad que se consideren importantes de conformidad con el artículo 5, salvo que se estipule lo contrario.

El gestor de red pertinente se negará a permitir la conexión de un módulo de generación de electricidad que no cumpla los requisitos establecidos en el presente Reglamento y que no esté cubierto por una excepción otorgada por la autoridad reguladora, u otra autoridad cuando corresponda en un Estado miembro en virtud del artículo 60. El gestor de red pertinente comunicará dicha denegación, por medio de una declaración motivada por escrito, al propietario de la instalación de generación de electricidad y, salvo que la autoridad reguladora indique lo contrario, a la autoridad reguladora.

2. El presente Reglamento no se aplicará a:

- a) los módulos de generación de electricidad conectados a la red de transporte y la red de distribución o a partes de la red de transporte o de la red de distribución de islas de Estados miembros cuyo sistema no esté conectado de forma síncrona a las zonas síncronas de Europa Continental, Gran Bretaña, Países Nórdicos, Irlanda e Irlanda del Norte o Estados Bálticos;
- b) los módulos de generación de electricidad instalados para suministrar electricidad de reserva y funcionar en paralelo con la red durante menos de cinco minutos por mes natural mientras el sistema se encuentra en estado normal; el funcionamiento en paralelo durante el mantenimiento o las pruebas de puesta en servicio de dicho módulo de generación de electricidad no deberá tenerse en cuenta para el límite de cinco minutos;
- c) los módulos de generación de energía que no tienen un punto de conexión permanente y son utilizados por los gestores de red para proporcionar electricidad temporalmente cuando la capacidad normal del sistema está total o parcialmente indisponible;
- d) los dispositivos de almacenamiento, excepto los módulos de generación de electricidad con almacenamiento por bombeo, de conformidad con el artículo 6, apartado 2.

*Artículo 4***Aplicación a los módulos de generación de electricidad existentes**

1. Los módulos de generación de electricidad existentes no estarán sujetos a los requisitos de este Reglamento, excepto en los casos siguientes:

- a) un módulo de generación de electricidad de tipo C o D se ha modificado de tal forma que su acuerdo de conexión se debe revisar sustancialmente de conformidad con el procedimiento siguiente:
 - i) los propietarios de instalaciones de generación de electricidad que tengan prevista la modernización de una planta o la sustitución de equipos que afectan a las capacidades técnicas del módulo de generación de electricidad deberán notificar sus planes con antelación al gestor de red pertinente,
 - ii) si el gestor de red pertinente considera que el alcance de la modernización o la sustitución de equipos es tal que se requiere un nuevo acuerdo de conexión, deberá notificarlo a la autoridad reguladora pertinente o, si corresponde, al Estado miembro, y
 - iii) la autoridad reguladora pertinente o, si procede, el Estado miembro deberán decidir si es necesario revisar el acuerdo de conexión existente o si se requiere uno nuevo, así como los requisitos del presente Reglamento que se aplicarán; o
- b) una autoridad reguladora o, si procede, un Estado miembro deciden supeditar un módulo de generación de electricidad existente a todos o algunos de los requisitos del presente Reglamento, tras la propuesta del GRT pertinente en virtud de los apartados 3, 4 y 5.

2. A efectos del presente Reglamento, un módulo de generación de electricidad se considerará existente si:

- a) ya está conectado a la red en la fecha de entrada en vigor del presente Reglamento, o
- b) el propietario de la instalación de generación de electricidad ha celebrado un contrato definitivo y vinculante para la compra de la planta de generación principal en un plazo de dos años desde la entrada en vigor del Reglamento. El propietario de la instalación de generación de electricidad debe notificarlo al gestor de red y al GRT pertinentes en un plazo de 30 meses desde la entrada en vigor del Reglamento.

La notificación enviada por el propietario de la instalación de generación de electricidad al gestor de red y al GRT pertinentes deberá indicar al menos el título de contrato, su fecha de firma y fecha de entrada en vigor, así como las especificaciones de la planta principal que se vaya a construir, montar o adquirir.

Un Estado miembro podrá disponer que, en circunstancias concretas, la autoridad reguladora pueda decidir si el módulo de generación de electricidad se considera un módulo de generación de electricidad existente o un módulo de generación de electricidad nuevo.

3. Tras una consulta pública en virtud del artículo 10 y con objeto de abordar cambios fácticos importantes en las circunstancias, como la evolución de los requisitos del sistema, incluida la penetración de fuentes de energía renovables, redes inteligentes, generación distribuida o respuesta a la demanda, el GRT pertinente podrá proponer a la autoridad reguladora en cuestión o, si procede, al Estado miembro la ampliación de la aplicación del presente Reglamento a los módulos de generación de electricidad existentes.

A tal efecto, deberá efectuarse un análisis cuantitativo de costes y beneficios, sólido y transparente, de conformidad con los artículos 38 y 39. El análisis deberá indicar:

- a) los costes, relacionados con los módulos de generación de electricidad existentes, de los requisitos de conformidad con el presente Reglamento;
- b) el beneficio socioeconómico derivado de la aplicación de los requisitos establecidos en el presente Reglamento, y
- c) la posibilidad de medidas alternativas para lograr el rendimiento exigido.

4. Antes de realizar el análisis de costes y beneficios cuantitativo mencionado en el apartado 3, el GRT pertinente deberá:

- a) llevar a cabo una comparación cualitativa preliminar de los costes y beneficios;
- b) obtener la aprobación de la autoridad reguladora pertinente o, si procede, del Estado miembro.

5. La autoridad reguladora o, si corresponde, el Estado miembro decidirán la ampliación de la aplicabilidad del presente Reglamento a los módulos de generación de electricidad existentes en un plazo de seis meses desde la recepción del informe y la recomendación del GRT pertinente, según lo dispuesto en el artículo 38, apartado 4. La decisión de la autoridad reguladora o, si corresponde, del Estado miembro, deberá ser publicada.

6. El GRT pertinente deberá tener en cuenta las expectativas legítimas de los propietarios de las instalaciones de generación de electricidad en la evaluación de la aplicación del presente Reglamento a los módulos de generación de electricidad existentes.

7. El GRT pertinente puede evaluar la aplicación de algunas o de todas las disposiciones del presente Reglamento a los módulos de generación de electricidad existentes cada tres años de acuerdo con los criterios y el proceso establecidos en los apartados 3 a 5.

Artículo 5

Determinación de la significatividad

1. Los módulos de generación de electricidad deberán cumplir los requisitos basados en el nivel de tensión de su punto de conexión y en su capacidad máxima de conformidad con las categorías establecidas en el apartado 2.

2. Se considerarán significativos los módulos de generación de electricidad de las siguientes categorías:

- a) punto de conexión inferior a 110 kV y capacidad máxima de 0,8 kW o más (tipo A);
- b) punto de conexión inferior a 110 kV y capacidad máxima igual o superior al umbral propuesto por cada GRT pertinente de conformidad con el procedimiento definido en el apartado 3 (tipo B). Este umbral no deberá ser superior a los límites de los módulos de generación de electricidad de tipo B indicados en el cuadro 1;
- c) punto de conexión inferior a 110 kV y capacidad máxima igual o superior al umbral especificado por cada GRT pertinente de conformidad con el apartado 3 (tipo C). Este umbral no podrá ser superior a los límites de los módulos de generación de electricidad de tipo C indicados en el cuadro 1, o
- d) punto de conexión de 110 kV o superior (tipo D). Un módulo de generación de electricidad es también de tipo D si la tensión de su punto de conexión es inferior a 110 kV y su capacidad máxima es igual o superior al umbral especificado en el apartado 3. Este umbral no deberá ser superior al límite de los módulos de generación de electricidad de tipo D contenido en el cuadro 1.

Cuadro 1

Límites de los umbrales de los módulos de generación de electricidad de tipo B, C y D

Zonas síncronas	Límite del umbral de capacidad máxima a partir del cual un módulo de generación de electricidad se considera de tipo B	Límite del umbral de capacidad máxima a partir del cual un módulo de generación de electricidad se considera de tipo C	Límite del umbral de capacidad máxima a partir del cual un módulo de generación de electricidad se considera de tipo D
Europa continental	1 MW	50 MW	75 MW
Gran Bretaña	1 MW	50 MW	75 MW
Países Nórdicos	1,5 MW	10 MW	30 MW
Irlanda e Irlanda del Norte	0,1 MW	5 MW	10 MW
Estados Bálticos	0,5 MW	10 MW	15 MW

3. Las propuestas de umbrales de capacidad máxima para los módulos de generación de electricidad de tipo B, C y D estarán sujetas a la aprobación de la autoridad reguladora pertinente o, cuando corresponda, del Estado miembro. Para la creación de las propuestas, el GRT pertinente se coordinará con los GRT y GRD adyacentes, y realizará una consulta pública en virtud de lo dispuesto en el artículo 10. El GRT pertinente no realizará una propuesta de cambio de los umbrales antes de transcurridos tres años desde la propuesta anterior.

4. Los propietarios de instalaciones de generación de electricidad ayudarán en este proceso y proporcionarán los datos que solicite el GRT pertinente.

5. Si, como resultado de una modificación de los umbrales, un módulo de generación de electricidad cumple los requisitos de un tipo diferente, se aplicará el procedimiento estipulado en el artículo 4, apartado 3, relativo a los módulos de generación de electricidad existentes antes de requerir la conformidad con los requisitos del nuevo tipo.

Artículo 6**Aplicación a módulos de generación de electricidad, módulos de generación de electricidad con almacenamiento por bombeo, centrales de producción combinada de electricidad y calor e instalaciones industriales**

1. Los módulos de generación de electricidad en alta mar conectados al sistema interconectado cumplirán los requisitos de los módulos de generación de electricidad terrestres, a menos que el gestor de red pertinente modifique los requisitos para este fin o a menos que la conexión de los módulos de generación de electricidad sea a través de una conexión de corriente continua de alta tensión o a través de una red cuya frecuencia no esté acoplada de forma síncrona a la del sistema interconectado principal (por ejemplo, a través de una configuración de convertidores *back-to-back*).

2. Los módulos de generación de electricidad con almacenamiento por bombeo deberán cumplir todos los requisitos correspondientes tanto en el modo de generación como en el de funcionamiento por bombeo. El funcionamiento de compensación síncrona de los módulos de generación de electricidad con almacenamiento por bombeo no estará limitado en el tiempo por el diseño técnico de los módulos de generación de electricidad. Los módulos de generación de electricidad de velocidad variable con almacenamiento por bombeo deben cumplir los requisitos aplicables a los módulos de generación de electricidad síncronos, además de los establecidos en el artículo 20, apartado 2, letra b), si cumplen los requisitos del tipo B, C o D.

3. En cuanto a los módulos de generación de electricidad integrados en las redes de instalaciones industriales, los propietarios de instalaciones de generación de electricidad, los gestores de red de instalaciones industriales y los gestores de redes pertinentes cuya red esté conectada a la red de una instalación industrial tendrán derecho a acordar las condiciones de desconexión de dichos módulos de generación de electricidad junto con cargas críticas, que garanticen los procesos de producción, de la red del gestor de red pertinente. El ejercicio de este derecho se coordinará con el GRT pertinente.

4. Salvo en relación con los requisitos contemplados en el artículo 13, apartados 2 y 4, o cuando se indique lo contrario en el marco nacional, los requisitos del presente Reglamento en relación con la capacidad para mantener una salida de potencia activa constante o para modular la salida de potencia activa, no se aplicarán a los módulos de generación de electricidad de las centrales de producción combinada de electricidad y calor integradas en las redes de instalaciones industriales, siempre que se cumplan todos los criterios siguientes:
- a) el fin principal de estas instalaciones es producir calor para los procesos de producción de la instalación industrial en cuestión;
 - b) la producción de electricidad y calor está inextricablemente relacionada; esto es, cualquier cambio en la producción de calor genera involuntariamente un cambio en la generación de potencia activa, y viceversa;
 - c) los módulos de generación de electricidad son de tipo A, B, C o, en el caso de la zona síncrona nórdica, de tipo D, de conformidad con el artículo 5, apartado 2, letras a) a c).
5. Las centrales de producción combinada de electricidad y calor se evaluarán según su capacidad eléctrica máxima.

Artículo 7

Aspectos normativos

1. Los requisitos de aplicación general que deberán establecer los gestores de red o GRT pertinentes con arreglo al presente Reglamento estarán sujetos a la aprobación de la entidad designada por el Estado miembro y deberán ser publicados. La entidad designada será la autoridad reguladora, salvo disposición en contrario del Estado miembro.
2. En lo que respecta a los requisitos específicos de una planta que deban establecer los gestores de red o GRT pertinentes en virtud del presente Reglamento, los Estados miembros podrán exigir la aprobación por parte de una entidad designada.
3. A la hora de aplicar el presente Reglamento, los Estados miembros, las entidades competentes y los gestores de redes deberán:
- a) aplicar los principios de proporcionalidad y no discriminación;
 - b) garantizar la transparencia;
 - c) aplicar el principio de optimización entre la mayor eficiencia general y el menor coste total para todas las partes implicadas;
 - d) respetar la responsabilidad asignada al GRT pertinente para garantizar la seguridad del sistema, incluidas las disposiciones requeridas por la legislación nacional;
 - e) consultar a los GRD pertinentes y tener en cuenta el posible impacto en su sistema;
 - f) tener en cuenta las normas europeas y las especificaciones técnicas acordadas.
4. El gestor de red o GRT pertinente presentará una propuesta de requisitos de aplicación general o la metodología utilizada para su cálculo o establecimiento, para su aprobación por parte de la entidad competente en el plazo de dos años a partir de la entrada en vigor del presente Reglamento.
5. En los casos en que el presente Reglamento exige que el gestor de red pertinente, el GRT pertinente, el propietario de la instalación de generación de energía y/o el gestor de la red de distribución lleguen a un acuerdo, deberán hacerlo en el plazo de seis meses desde la presentación de una primera propuesta por una parte a las demás partes. Si no se ha alcanzado un acuerdo en dicho plazo, cada parte podrá pedir a la autoridad reguladora pertinente que adopte una decisión en el plazo de seis meses.
6. Las entidades competentes adoptarán sus decisiones sobre las propuestas de requisitos o metodologías en un plazo de seis meses a partir de la fecha de recepción de dichas propuestas.
7. Cuando el gestor de red o el GRT pertinente considere que es necesaria una modificación de los requisitos o metodologías previstos y aprobados en virtud de los apartados 1 y 2, los requisitos previstos en los apartados 3 a 8 se aplicarán a la modificación propuesta. Los gestores de red y los GRT que propongan una modificación tendrán en cuenta las expectativas legítimas, en su caso, de los propietarios de instalaciones de generación de energía, los fabricantes de equipos y demás partes interesadas, sobre la base de los requisitos o metodologías inicialmente especificados o acordados.

8. Toda parte que desee interponer una reclamación contra un gestor de red o GRT pertinente en relación con las obligaciones de dicho gestor de red o GRT con arreglo al presente Reglamento, podrá presentar la reclamación ante la autoridad reguladora, quien, en su calidad de organismo competente en la resolución de conflictos, emitirá una decisión en los dos meses siguientes a la recepción de la reclamación. Este plazo podrá prorrogarse dos meses si la autoridad reguladora solicita información adicional. También podrá prorrogarse con el consentimiento del demandante. La decisión de la autoridad reguladora tendrá efecto vinculante a menos que sea revocada a raíz de un recurso y hasta el momento en que lo sea.

9. Cuando los requisitos previstos en el presente Reglamento deban ser establecidos por un gestor de red pertinente distinto de un GRT, los Estados miembros podrán disponer que sea este el responsable de establecer los requisitos pertinentes en lugar del GRT.

Artículo 8

Múltiples gestores de red de transporte

1. Cuando en un Estado miembro existan más de un GRT, el presente Reglamento se aplicará a todos ellos.
2. De acuerdo con el régimen normativo nacional, los Estados miembros podrán estipular que la responsabilidad de un gestor de red de transporte de cumplir una, varias o todas las obligaciones del presente Reglamento se asigne a uno o más gestores de red de transporte específicos.

Artículo 9

Recuperación de costes

1. Las autoridades reguladoras pertinentes evaluarán los costes asumidos por los gestores de red sujetos a reglamentación sobre tarifas de red y derivados de las obligaciones establecidas en el presente Reglamento. Los costes que una vez evaluados se consideren razonables, eficientes y proporcionados se recuperarán mediante las tarifas de red u otros mecanismos apropiados.
2. Si lo requieren las autoridades reguladoras pertinentes, los gestores de red a que se refiere el apartado 1 deberán, en un plazo de tres meses desde la solicitud, proporcionar la información necesaria para facilitar la evaluación de los costes contraídos.

Artículo 10

Consulta pública

1. Los gestores de red y los GRT pertinentes celebrarán consultas con las partes interesadas, incluidas las autoridades competentes de cada Estado miembro, sobre las propuestas de ampliación de la aplicabilidad del presente Reglamento a los módulos de generación de electricidad de conformidad con el artículo 4, apartado 3, en lo que se refiere a los umbrales de conformidad con el artículo 5, apartado 3, y en lo que se refiere al informe elaborado de conformidad con el artículo 38, apartado 3, y el análisis de costes y beneficios con arreglo al artículo 63, apartado 2. Las consultas se celebrarán durante como mínimo un mes.
2. Los gestores de red y los GRT pertinentes tendrán debidamente en consideración las opiniones de las partes interesadas expresadas durante las consultas antes de presentar su proyecto de propuesta de umbrales, el informe o el análisis de costes y beneficios para su aprobación por la autoridad reguladora o, cuando proceda, el Estado miembro. En todos los casos, se presentarán argumentos sólidos de justificación de la inclusión o no de las opiniones de las partes interesadas, que se publicarán de forma oportuna previa o simultáneamente a la publicación de la propuesta.

Artículo 11

Participación de las partes interesadas

La Agencia Europea de Cooperación de los Reguladores de la Energía (la Agencia), en estrecha colaboración con la Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad (REGRT de Electricidad), organizará la participación de las partes interesadas en relación con los requisitos de conexión a la red de las instalaciones de generación de electricidad y otros aspectos de la implementación del presente Reglamento. Esta incluirá reuniones periódicas con las partes interesadas para identificar problemas y proponer mejoras relacionadas en particular con los requisitos de conexión a la red de instalaciones de generación de electricidad.

Artículo 12

Obligaciones de confidencialidad

1. Toda información confidencial recibida, intercambiada o transmitida en virtud del presente Reglamento estará sujeta al secreto profesional contemplado en los apartados 2, 3 y 4.
2. La obligación de secreto profesional será aplicable a toda persona, autoridad reguladora o entidad sujeta a las disposiciones del presente Reglamento.
3. La información confidencial recibida por las personas, autoridades reguladoras o entidades mencionadas en el apartado 2 en el ejercicio de sus funciones no podrá divulgarse a ninguna otra persona u autoridad, sin perjuicio de los casos contemplados por el Derecho nacional, las demás disposiciones del presente Reglamento u otra legislación pertinente de la Unión.
4. Sin perjuicio de los casos contemplados por el Derecho nacional o la legislación de la Unión, las autoridades reguladoras, las entidades o las personas que reciban información confidencial con arreglo al presente Reglamento podrán utilizarla únicamente a efectos del ejercicio de sus funciones en virtud del presente Reglamento.

TÍTULO II

REQUISITOS

CAPÍTULO 1

Requisitos generales

Artículo 13

Requisitos generales de los módulos de generación de electricidad de tipo A

1. Los módulos de generación de electricidad de tipo A deberán cumplir los siguientes requisitos en relación con la estabilidad de la frecuencia:
 - a) en cuanto a los rangos de frecuencia:
 - i) un módulo de generación de electricidad deberá ser capaz de permanecer conectado a la red y funcionar dentro de los rangos de frecuencia y los períodos de tiempo especificados en el cuadro 2,
 - ii) el gestor de red pertinente, en coordinación con el GRT pertinente y el propietario de la instalación de generación de electricidad, podrá acordar rangos de frecuencia más amplios, tiempos mínimos de funcionamiento superiores o requisitos específicos para variaciones combinadas de frecuencia y tensión con objeto de garantizar un uso óptimo de las capacidades técnicas de un módulo de generación de electricidad, si fuese necesario para mantener o restaurar la seguridad del sistema,
 - iii) el propietario de la instalación de generación de electricidad no deberá negar sin causa justificada el consentimiento a aplicar rangos de frecuencia más amplios o tiempos mínimos de funcionamiento superiores, teniendo en cuenta su viabilidad económica y técnica;
 - b) en relación con la capacidad para soportar derivadas de frecuencia, un módulo de generación de electricidad deberá ser capaz de permanecer conectado a la red y de funcionar con derivadas de frecuencia de hasta el valor especificado por el GRT pertinente, a menos que la desconexión se haya producido por una protección frente a pérdida de suministro del tipo derivada de frecuencia. El gestor de red pertinente, en coordinación con el GRT pertinente, especificará esta protección frente a pérdida de suministro del tipo derivada de frecuencia.

Cuadro 2

Períodos 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

Zona síncrona	Gama de frecuencias (Hz)	Período de tiempo de funcionamiento
Europa continental	47,5-48,5	A especificar por cada GRT, pero no inferior a 30 minutos
	48,5-49,0	A especificar por cada GRT, nunca inferior al período de 47,5-48,5 Hz
	49,0-51,0	Ilimitado
	51,0-51,5	30 minutos

Zona síncrona	Gama de frecuencias (Hz)	Período de tiempo de funcionamiento
Países Nórdicos	47,5-48,5	30 minutos
	48,5-49,0	A especificar por cada GRT, pero no inferior a 30 minutos
	49,0-51,0	Ilimitado
	51,0-51,5	30 minutos
Gran Bretaña	47,0-47,5	20 segundos
	47,5-48,5	90 minutos
	48,5-49,0	A especificar por cada GRT, pero no inferior a 90 minutos
	49,0-51,0	Ilimitado
	51,0-51,5	90 minutos
	51,5-52,0	15 minutos
Irlanda e Irlanda del Norte	47,5-48,5	90 minutos
	48,5-49,0	A especificar por cada GRT, pero no inferior a 90 minutos
	49,0-51,0	Ilimitado
	51,0-51,5	90 minutos
Estados Bálticos	47,5-48,5	A especificar por cada GRT, pero no inferior a 30 minutos
	48,5-49,0	A especificar por cada GRT, nunca inferior al período de 47,5-48,5 Hz
	49,0-51,0	Ilimitado
	51,0-51,5	A especificar por cada GRT, pero no inferior a 30 minutos

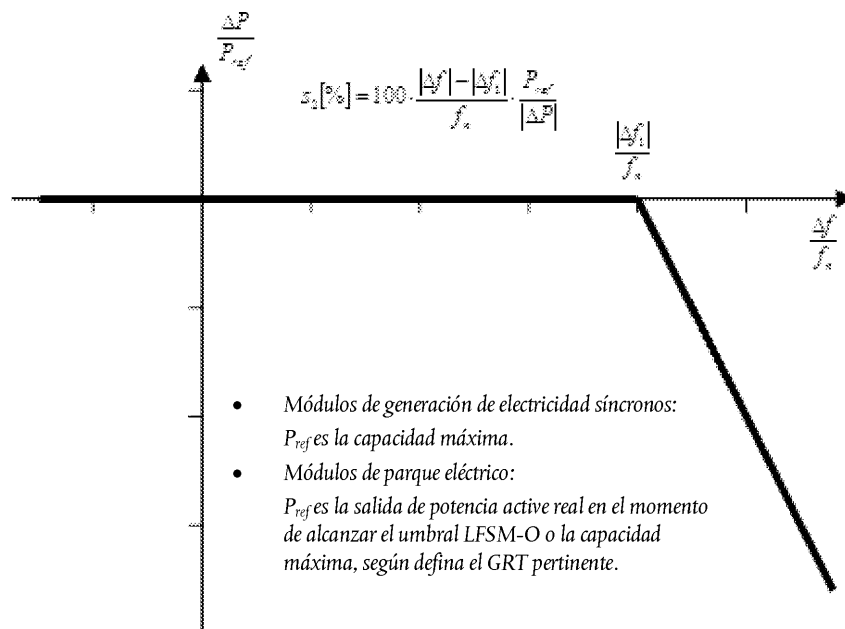
2. En cuanto al modo regulación potencia-frecuencia limitado-sobrefrecuencia (MRPFL-O), será de aplicación lo siguiente, tal como determine el GRT pertinente para su zona de control en coordinación con los GRT de la misma zona síncrona para garantizar efectos mínimos en las zonas vecinas:

- a) el módulo de generación de electricidad deberá ser capaz de activar el suministro de reservas de regulación potencia-frecuencia de acuerdo con la figura 1 dentro de un determinado rango de frecuencias y un ajuste del estatismo especificados por el GRT pertinente;

- b) en vez de la capacidad contemplada en la letra a), el GRT pertinente podrá optar por permitir dentro de su zona de control la desconexión y reconexión automática de los módulos de generación de electricidad de tipo A a frecuencias aleatorias, distribuidas idealmente de manera uniforme, por encima de un umbral de frecuencia, tal como determine el GRT pertinente cuando pueda demostrar a la autoridad reguladora pertinente, y con la cooperación de los propietarios de los módulos de generación de electricidad, que esto tiene un impacto transfronterizo limitado y mantiene el mismo nivel de seguridad en la operación en todos los estados del sistema;
- c) el rango de frecuencias deberá estar entre 50,2 y 50,5 Hz, ambas incluidas;
- d) el ajuste del estadismo deberá estar entre el 2 y el 12 %;
- e) el módulo de generación de electricidad deberá ser capaz de activar la respuesta de la potencia en función de la frecuencia con el menor retraso inicial posible. Si ese retraso es superior a dos segundos, el propietario de la instalación de generación de electricidad deberá justificar el retraso proporcionando pruebas técnicas al GRT pertinente;
- f) el GRT pertinente podrá exigir que, al alcanzar el nivel mínimo de regulación, el módulo de generación de electricidad sea capaz de:
- seguir funcionando en este nivel, o
 - reducir aún más la salida de potencia activa;
- g) el módulo de generación de electricidad deberá ser capaz de funcionar de manera estable durante el funcionamiento en MRPFL-O. Si el MRPFL-O está activo, el valor de consigna del MRPFL-O prevalecerá sobre el resto de valores de consigna de potencia activa.

Figura 1

Capacidad de respuesta de la potencia activa ante variaciones de frecuencia de los módulos de generación de electricidad en MRPFL



P_{ref} es la potencia activa de referencia a la que está referida ΔP y puede especificarse de forma diferente para los módulos de generación de electricidad síncronos y los módulos de parque eléctrico. ΔP es la variación en la salida de potencia activa del módulo de generación de electricidad. f_n es la frecuencia nominal (50 Hz) en la red y Δf es la desviación de la frecuencia de la red. En sobrefrecuencias donde Δf es superior a Δf_1 , el módulo de generación de electricidad debe proporcionar una variación en la salida de potencia activa negativa de acuerdo con el estadismo S_2 .

3. El módulo de generación de electricidad deberá ser capaz de mantener un valor de consigna constante en la salida de potencia activa independientemente de las variaciones de frecuencia, excepto si la salida sigue las variaciones especificadas en los apartados 2 y 4 de este artículo o en el artículo 15, apartado 2, letras c) y d), según corresponda.

4. El GRT pertinente deberá especificar la reducción de la potencia activa admisible desde su valor máximo respecto a la variación negativa de la frecuencia en su zona de control en forma de velocidad de bajada dentro de los límites, como ilustran las líneas más gruesas de la figura 2:

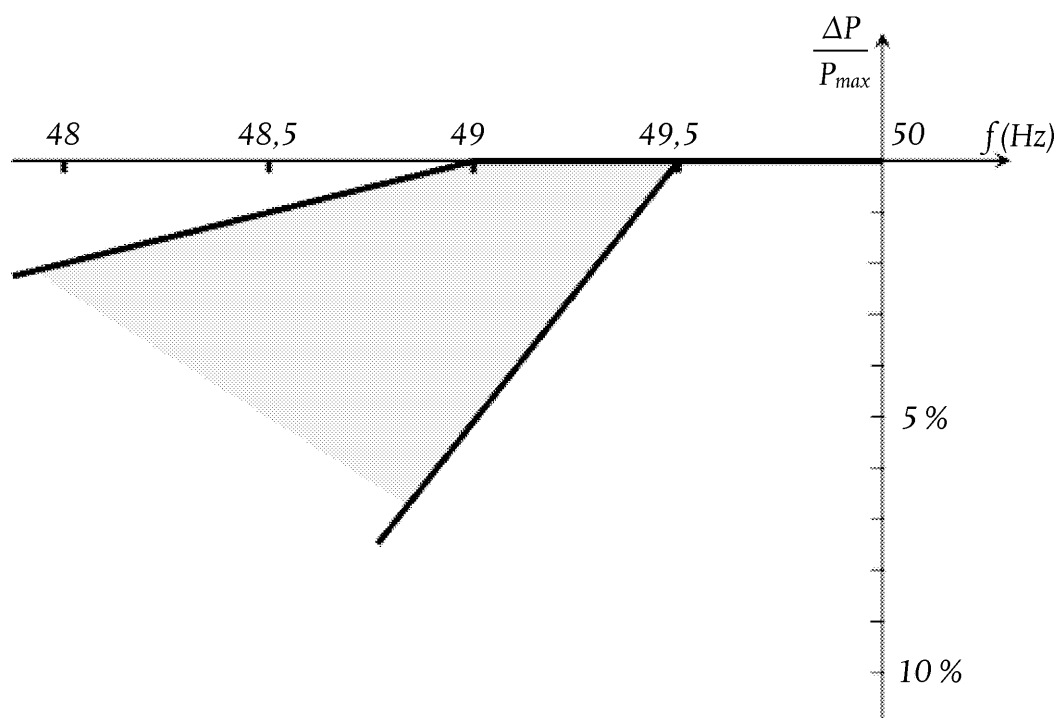
- por debajo de 49 Hz con una velocidad de bajada del 2 % de la capacidad máxima a 50 Hz para cada caída de frecuencia de 1 Hz;
- por debajo de 49,5 Hz con una velocidad de bajada del 10 % de la capacidad máxima a 50 Hz para cada caída de frecuencia de 1 Hz.

5. La reducción de potencia activa admisible desde su valor máximo deberá:

- especificar claramente las condiciones ambientales aplicables;
- tener en cuenta las capacidades técnicas de los módulos de generación de electricidad.

Figura 2

Reducción de capacidad de potencia máxima con caída de la frecuencia



El diagrama representa los límites en los que la capacidad puede ser especificada por el GRT pertinente.

6. El módulo de generación de electricidad deberá estar equipado con una interfaz lógica (puerto de entrada) para detener la salida de potencia activa en un plazo de cinco segundos desde la recepción de una instrucción en el puerto de entrada. El gestor de red pertinente tendrá derecho a definir los requisitos de los equipos para poder operar esta instalación a distancia.

7. El GRT pertinente especificará las condiciones en que los módulos de generación de electricidad son capaces de conectarse automáticamente a la red. Estas condiciones incluirán:

- los rangos de frecuencia dentro de los cuales la conexión automática es admisible, así como el tiempo de retraso correspondiente, y
- el gradiente máximo admisible de aumento de la salida de potencia activa.

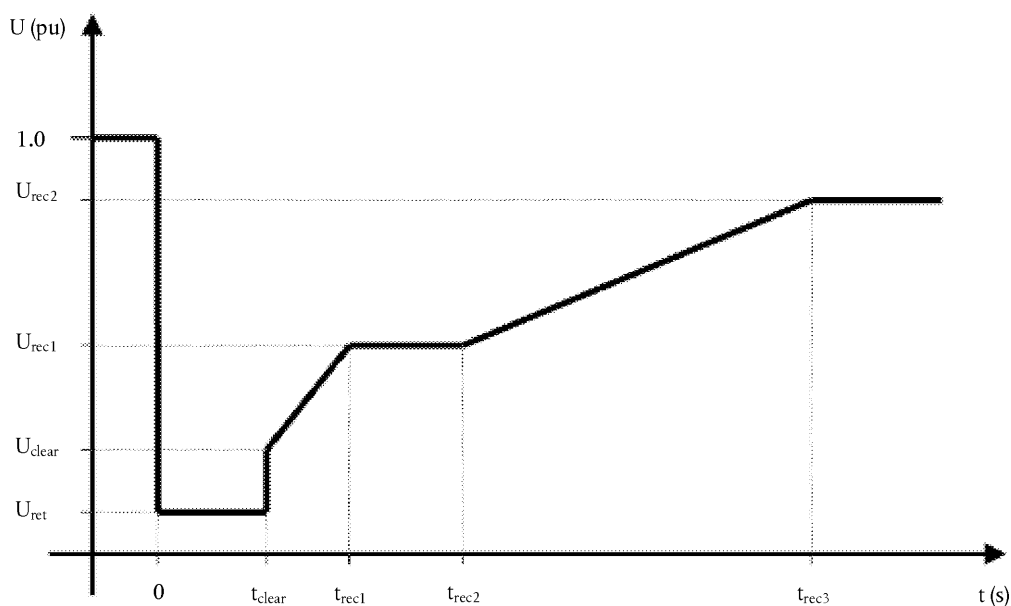
Se permite la conexión automática a menos que el gestor de red pertinente especifique lo contrario en coordinación con el GRT pertinente.

*Artículo 14***Requisitos generales de los módulos de generación de electricidad de tipo B**

1. Los módulos de generación de electricidad de tipo B deberán cumplir los requisitos establecidos en el artículo 13, con excepción de su apartado 2, letra b).
 2. Los módulos de generación de electricidad de tipo B deberán cumplir los siguientes requisitos en relación con la estabilidad de la frecuencia:
 - a) para controlar la salida de potencia activa, el módulo de generación de electricidad deberá estar equipado con una interfaz (puerto de entrada) para poder reducir la salida de potencia activa tras recibir una instrucción en el puerto de entrada, y
 - b) el gestor de red pertinente tendrá derecho a especificar los requisitos de equipos adicionales para permitir la operación de salida de potencia activa en remoto.
 3. Los módulos de generación de electricidad de tipo B deberán cumplir los siguientes requisitos en relación con la robustez:
 - a) en cuanto a la capacidad para soportar huecos de tensión de los módulos de generación de electricidad:
 - i) cada GRT especificará un perfil de tensión en función del tiempo conforme a la figura 3 en el punto de conexión en condiciones de falta, que describa las condiciones en que el módulo de generación de electricidad es capaz de permanecer conectado a la red y seguir funcionando de forma estable después de una perturbación del sistema eléctrico debida a faltas correctamente despejadas en la red de transporte,
 - ii) el perfil de tensión en función del tiempo describirá el límite inferior de la trayectoria real de las tensiones entre fases referida al nivel de tensión de la red en el punto de conexión durante una falta equilibrada, en función del tiempo antes, durante y después de la falta,
 - iii) el límite inferior mencionado en el inciso ii) deberá especificarlo el GRT pertinente utilizando los parámetros establecidos en la figura 3 y dentro de los rangos definidos en los cuadros 3.1 y 3.2,
 - iv) cada GRT especificará y pondrá a disposición pública las condiciones previas y posteriores a las faltas en relación con la capacidad para soportar huecos de tensión en términos de:
 - el cálculo de la potencia de cortocircuito mínima previa a la falta en el punto de conexión,
 - el punto de funcionamiento de potencia activa y reactiva previo a las faltas del módulo de generación de electricidad en el punto de conexión y la tensión en el punto de conexión, y
 - el cálculo de la potencia de cortocircuito mínima posterior a la falta en el punto de conexión,
 - v) a petición de un propietario de una instalación de generación de electricidad, el gestor de red pertinente deberá proporcionar las condiciones previas y posteriores a las faltas a tener en cuenta para la capacidad para soportar huecos de tensión según los cálculos en el punto de conexión, tal y como se especifica en el inciso iv) en relación con:
 - la potencia de cortocircuito mínima previa a la falta en cada punto de conexión expresada en MVA,
 - el punto de funcionamiento previo a la falta del módulo de generación de electricidad expresado en salida de potencia activa y salida de potencia reactiva en el punto de conexión y tensión en el punto de conexión, y
 - la potencia de cortocircuito mínima posterior a la falta en cada punto de conexión expresada en MVA.
- De manera alternativa, el gestor de red pertinente podrá proporcionar valores genéricos derivados de casos típicos,

Figura 3

Perfil de la capacidad para soportar huecos de tensión de un módulo de generación de electricidad



El diagrama representa el límite inferior de un perfil de tensión en función del tiempo 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. U_{ret} es la tensión residual en el punto de conexión durante una falta. t_{clear} es el instante en el que se ha despejado la falta. U_{rec1} , U_{rec2} , t_{rec1} , t_{rec2} y t_{rec3} especifican determinados puntos de límites inferiores de recuperación de la tensión tras despejar una falta.

Cuadro 3.1

Parámetros de la figura 3 relativos a la capacidad para soportar huecos de tensión de módulos de generación de electricidad síncronos

Parámetros de tensión (pu)		Parámetros de tiempo (segundos)	
U_{ret}	0,05-0,3	t_{clear}	0,14-0,15 (o 0,14-0,25 si la protección y el funcionamiento seguro del sistema así lo exigen)
U_{clear}	0,7-0,9	t_{rec1}	t_{clear}
U_{rec1}	U_{clear}	t_{rec2}	$t_{rec1} - 0,7$
U_{rec2}	0,85-0,9 y $\geq U_{clear}$	t_{rec3}	$t_{rec2} - 1,5$

Cuadro 3.2

Parámetros de la figura 3 relativos a la capacidad para soportar huecos de tensión de módulos de parque eléctrico

Parámetros de tensión (pu)		Parámetros de tiempo (segundos)	
U_{ret}	0,05-0,15	t_{clear}	0,14-0,15 (o 0,14-0,25 si la protección y el funcionamiento seguro del sistema así lo exigen)
U_{clear}	$U_{ret} - 0,15$	t_{rec1}	t_{clear}
U_{rec1}	U_{clear}	t_{rec2}	t_{rec1}
U_{rec2}	0,85	t_{rec3}	1,5-3,0

- vi) el módulo de generación de electricidad deberá ser capaz de permanecer conectado a la red y seguir funcionando de forma estable cuando la trayectoria real de las tensiones entre fases referidas al nivel de tensión de la red en el punto de conexión durante una falta simétrica, dadas las condiciones previas y posteriores a las faltas del apartado 3, letra a), incisos iv) y v), permanezca por encima del límite inferior especificado en el apartado 3, letra a), inciso ii), a menos que el esquema de protección para faltas eléctricas internas requiera la desconexión del módulo de generación de electricidad de la red. Los ajustes y esquemas de protección para faltas eléctricas internas no deberán comprometer la capacidad para soportar huecos de tensión,
 - vii) sin perjuicio de lo establecido en el apartado 3, letra a), inciso vi), la protección de subtenensión (ya se trate de la capacidad para soportar huecos de tensión o de la tensión mínima especificada referida a la tensión en el punto de conexión) deberá ser ajustada por el propietario de la instalación de generación de electricidad de acuerdo con la máxima capacidad técnica posible del módulo de generación de electricidad, a menos que el gestor de red pertinente requiera unos ajustes más limitados de conformidad con el apartado 5, letra b). El propietario de la instalación de generación de electricidad deberá justificar los ajustes de acuerdo con este principio;
- b) cada GRT especificará las capacidades para soportar huecos de tensión en caso de faltas asimétricas.
4. Los módulos de generación de electricidad de tipo B deberán cumplir los siguientes requisitos en relación con el restablecimiento del sistema:
- a) el GRT pertinente deberá especificar las condiciones en las que un módulo de generación de electricidad es capaz de volver a conectarse a la red después de una desconexión accidental provocada por una perturbación en la red, y
 - b) la instalación de sistemas de reconexión automática estará sujeta tanto a la autorización previa del gestor de red pertinente como a las condiciones de reconexión especificadas por el GRT pertinente.
5. Los módulos de generación de electricidad de tipo B deberán cumplir los siguientes requisitos generales de gestión del sistema:
- a) en cuanto a los esquemas de control y sus ajustes:
 - i) los esquemas y ajustes de los diferentes dispositivos de control del módulo de generación de electricidad necesarios para la estabilidad de la red de transporte y para emprender medidas de emergencia se deberán coordinar y acordar entre el GRT pertinente, el gestor de red pertinente y el propietario de la instalación de generación de electricidad,
 - ii) los cambios en los esquemas y ajustes mencionados en el inciso i) de los diferentes dispositivos de control del módulo de generación de electricidad se deberán coordinar y acordar entre el GRT pertinente, el gestor de red pertinente y el propietario de la instalación de generación de electricidad, en particular si se aplican en las circunstancias mencionadas en el apartado 5, letra a), inciso i);
 - b) en cuanto a los esquemas de protección eléctrica y sus ajustes:
 - i) el gestor de red pertinente deberá especificar los esquemas y ajustes necesarios para proteger la red, teniendo en cuenta las características del módulo de generación de electricidad. Los esquemas de protección necesarios para el módulo de generación de electricidad y la red, así como los ajustes correspondientes del módulo de generación de electricidad, se deberán coordinar y acordar entre el gestor de red pertinente y el propietario de la instalación de generación de electricidad. Los ajustes y esquemas de protección para faltas eléctricas internas no deberán comprometer la respuesta de un módulo de generación de electricidad, de acuerdo con los requisitos establecidos en el presente Reglamento,
 - ii) el sistema de protección eléctrica del módulo de generación de electricidad deberá prevalecer sobre los controles operativos, teniendo en cuenta la seguridad del sistema y la salud y seguridad del personal y el público, así como la atenuación de los posibles daños al módulo de generación de electricidad,
 - iii) los esquemas de protección pueden cubrir los siguientes aspectos:
 - cortocircuito externo e interno,
 - carga asimétrica (secuencia de fase negativa),
 - sobrecarga de estátor y rotor,
 - sobreexcitación/subexcitación,
 - sobretensión/subtenensión en el punto de conexión,
 - sobretensión/subtenensión en los terminales del alternador,
 - oscilaciones inter-área,
 - corriente de magnetización,

- funcionamiento asíncrono (deslizamiento de polos),
 - protección contra torsiones inadmisibles sobre el eje (por ejemplo, resonancia subsíncrona),
 - protección de línea del módulo de generación de electricidad,
 - protección del transformador de la unidad,
 - respaldo contra el funcionamiento incorrecto del sistema de protección y apartamento de maniobra y corte,
 - sobreflujo (U/f),
 - potencia inversa,
 - derivada de frecuencia, y
 - desplazamiento de tensión del punto neutro,
- iv) los cambios en los esquemas de protección necesarios para el módulo de generación de electricidad y la red y en los ajustes correspondientes del módulo de generación de electricidad deberán ser acordados entre el gestor de red y el propietario de la instalación de generación de electricidad antes de realizar ningún cambio;
- c) el propietario de la instalación de generación de electricidad deberá organizar sus dispositivos de protección y control de acuerdo con la siguiente clasificación de prioridad (de la más alta a la más baja):
- i) protección de la red y del módulo de generación de electricidad,
 - ii) emulación de inercia, si procede,
 - iii) control de frecuencia (ajuste de potencia activa),
 - iv) restricción de potencia, y
 - v) restricción de gradiente de potencia;
- d) en cuanto al intercambio de información:
- i) las instalaciones de generación de electricidad deberán poder intercambiar información con el gestor de red o el GRT pertinentes en tiempo real o periódicamente con marca de tiempo, según defina el gestor de red o el GRT pertinentes,
 - ii) el gestor de red pertinente, en coordinación con el GRT pertinente, deberá especificar el contenido de los intercambios de información, incluida una lista de los datos concretos que deberá facilitar la instalación de generación de electricidad.

Artículo 15

Requisitos generales de los módulos de generación de electricidad de tipo C

1. Los módulos de generación de electricidad de tipo C deberán cumplir los requisitos definidos en los artículos 13 y 14, excepto el artículo 13, apartado 2, letra b), y apartado 6, y el artículo 14, apartado 2.
2. Los módulos de generación de electricidad de tipo C deberán cumplir los siguientes requisitos de estabilidad de frecuencia:
 - a) en cuanto a la capacidad de control y el rango de control de la potencia activa, el sistema de control del módulo de generación de electricidad deberá ser capaz de ajustar una consigna de potencia activa conforme a las instrucciones proporcionadas al propietario de la instalación de generación de electricidad por el gestor de red o el GRT pertinentes.

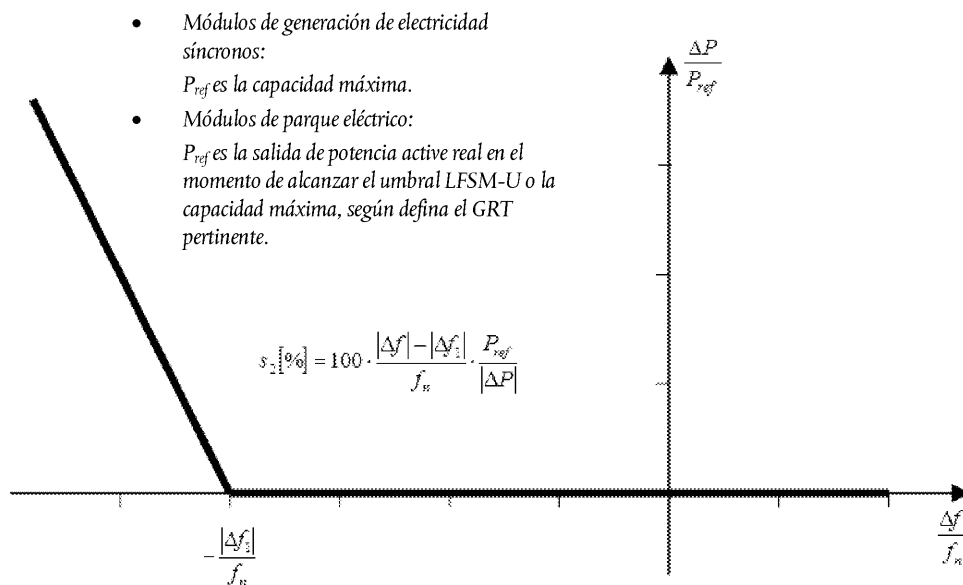
El gestor de red o el GRT pertinentes deberán establecer el período en el que se debe alcanzar la consigna de potencia activa. El GRT pertinente especificará una tolerancia (sujeta a la disponibilidad del recurso del motor primario) que se aplica a la nueva consigna y el tiempo en el que se debe alcanzar;
 - b) se deberán permitir las medidas locales manuales en los casos en los que los dispositivos de control remoto automático estén fuera de servicio.

El gestor de red o el GRT pertinentes deberán notificar a la autoridad reguladora el tiempo necesario para alcanzar la consigna, juntamente con la tolerancia de potencia activa;

- c) además de lo previsto en el artículo 13, apartado 2, los siguientes requisitos se aplicarán a los módulos de generación de electricidad de tipo C en relación con el modo regulación potencia-frecuencia limitado-subfrecuencia (MRPFL-U):
- el módulo de generación de electricidad deberá ser capaz de activar reservas de regulación potencia-frecuencia dentro de un determinado rango de frecuencias y con el estatismo especificado por el GRT pertinente en coordinación con los GRT de la misma zona síncrona de la forma siguiente:
 - el rango de frecuencias especificado por el GRT deberá estar entre 49,8 y 49,5 Hz, ambas incluidas,
 - el ajuste del estatismo especificado por el GRT deberá estar entre el 2 y el 12 %.
 Esto se representa gráficamente en la figura 4,
 - la provisión real de respuesta en potencia activa ante variaciones de frecuencia en modo MRPFL-U tendrá en cuenta:
 - las condiciones ambientales cuando se activa la respuesta,
 - las condiciones de funcionamiento del módulo de generación de electricidad, en particular las limitaciones de funcionamiento próximas a la capacidad máxima a frecuencias bajas y el correspondiente impacto de las condiciones ambientales de acuerdo con el artículo 13, apartados 4 y 5, y
 - la disponibilidad de las fuentes de energía primarias,
 - la activación de la respuesta en potencia activa ante variaciones de frecuencia por parte del módulo de generación de electricidad no se deberá retrasar indebidamente. En caso de un retraso superior a dos segundos, el propietario de la instalación de generación de electricidad deberá justificarlo al GRT pertinente,
 - en modo MRPFL-U, el módulo de generación de electricidad deberá ser capaz de proporcionar un aumento de potencia hasta su capacidad máxima,
 - se deberá garantizar el funcionamiento estable del módulo de generación de electricidad durante el funcionamiento en modo MRPFL-U;

Figura 4

Capacidad de respuesta de la potencia activa a la frecuencia de los módulos de generación de electricidad en MRPFL-U



P_{ref} es la potencia activa de referencia con la que se relaciona ΔP y puede especificarse de forma diferente para los módulos de generación de electricidad síncronos y los módulos de parque eléctrico. ΔP es la variación en la salida de potencia activa del módulo de generación de electricidad. f_n es la frecuencia nominal (50 Hz) en la red y Δf es la desviación de frecuencia en la red. En subfrecuencias donde Δf es inferior a Δf_1 , el módulo de generación de electricidad debe presentar una variación en la salida de potencia activa positiva de acuerdo con el estatismo S_2 .

- d) además de lo previsto en el apartado 2, letra c), se aplicará acumulativamente lo siguiente cuando esté en funcionamiento el modo regulación potencia-frecuencia («MRPF»):
- i) el módulo de generación de electricidad deberá ser capaz de activar el suministro de reservas de regulación potencia-frecuencia de conformidad con los parámetros especificados por cada GRT pertinente dentro de los rangos mostrados en el cuadro 4. Al especificar dichos parámetros, el GRT pertinente deberá atender a lo siguiente:
- en caso de sobrefrecuencia, la respuesta en potencia activa ante variaciones de frecuencia estará limitada por el nivel mínimo de regulación,
 - en caso de subfrecuencia, la respuesta en potencia activa ante variaciones de frecuencia estará limitada por la capacidad máxima,
 - la provisión real de la respuesta en potencia activa ante variaciones de frecuencia depende de las condiciones ambientales y de funcionamiento del módulo de generación de electricidad cuando se activa la respuesta, en particular las limitaciones de funcionamiento próximas a la capacidad máxima a frecuencias bajas de conformidad con el artículo 13, apartados 4 y 5, y las fuentes de energía primaria disponibles,

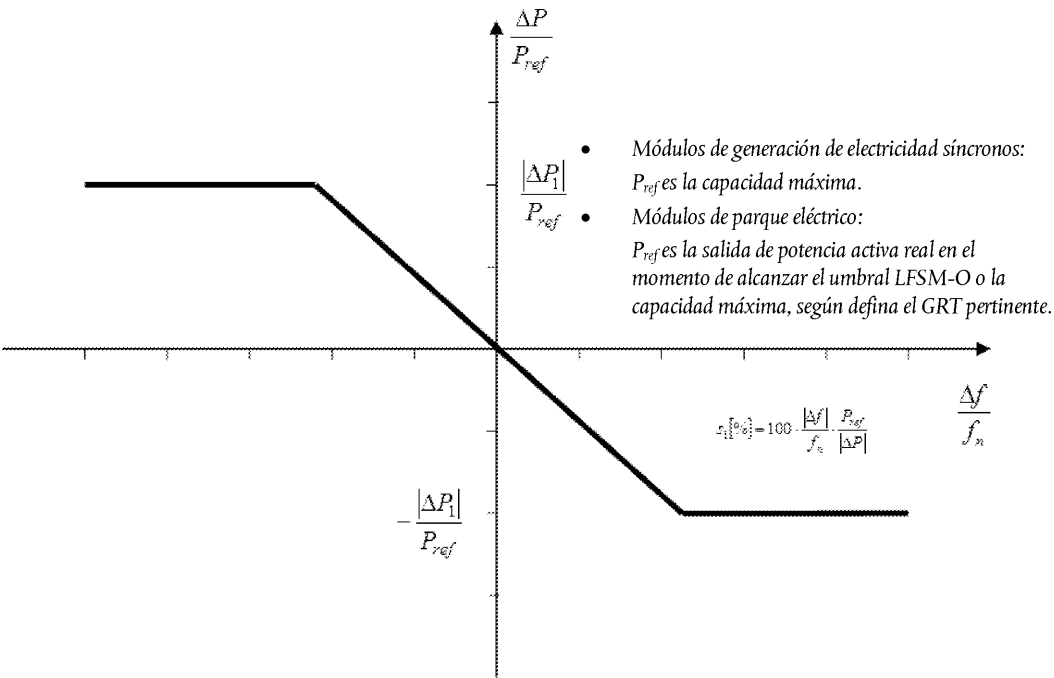
Cuadro 4

Parámetros de respuesta de la potencia activa con la variación de frecuencia en MRPF (explicación de la figura 5)

Parámetros		Rangos
Intervalo de potencia activa en relación con la capacidad máxima $\frac{ \Delta P_1 }{P_{\max}}$		1,5-10 %
Insensibilidad de respuesta con la variación de frecuencia	$ \Delta f_i $	10-30 mHz
	$\frac{ \Delta f_i }{f_n}$	0,02-0,06 %
Banda muerta de respuesta con la variación de frecuencia		0-500 mHz
Estatismo s_1		2-12 %

Figura 5

Capacidad de respuesta de la potencia activa ante variaciones de la frecuencia de los módulos de generación de electricidad en MRPF para ilustrar el caso de banda muerta e insensibilidad nulas



P_{ref} es la potencia activa de referencia con la que se relaciona ΔP . ΔP es la variación en la salida de potencia activa del módulo de generación de electricidad. f_n es la frecuencia nominal (50 Hz) de la red y Δf es la desviación de la frecuencia de la red.

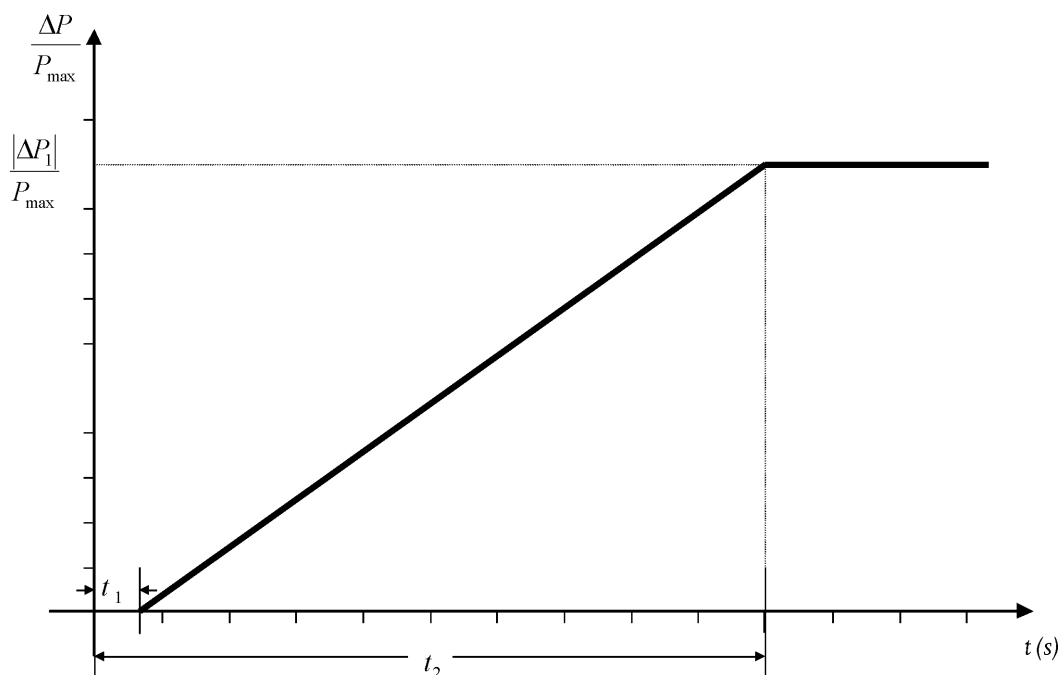
- ii) la banda muerta de respuesta con la variación de frecuencia de la desviación de frecuencia y el estatismo se deberá poder seleccionar repetidamente,
- iii) en el caso de una variación brusca de frecuencia, el módulo de generación de electricidad deberá ser capaz de activar la respuesta total de la potencia activa con la variación de frecuencia, en o por encima de la línea que se muestra en la figura 6, de conformidad con los parámetros especificados por cada GRT (que deben estar destinados a evitar oscilaciones de potencia activa para el módulo de generación de electricidad), dentro de los rangos indicados en el cuadro 5. La combinación de ajustes de parámetros especificada por el GRT deberá tener en cuenta las posibles limitaciones dependientes de la tecnología,
- iv) la activación inicial de la respuesta de la potencia activa necesaria con la variación de frecuencia no deberá retrasarse indebidamente.

Si el retraso en la activación inicial de la respuesta de la potencia activa con la variación de frecuencia es superior a dos segundos, el propietario de la instalación de generación de electricidad deberá proporcionar pruebas técnicas que demuestren por qué se ha requerido un tiempo más largo.

En el caso de los módulos de generación de electricidad sin inercia, el GRT pertinente puede especificar un tiempo inferior a dos segundos. Si el propietario de la instalación de generación de electricidad no puede cumplir este requisito, deberá proporcionar pruebas técnicas que demuestren por qué es necesario un tiempo más largo para la activación inicial de la respuesta de la potencia activa con la variación de frecuencia,

Figura 6

Capacidad de respuesta de la potencia activa ante variaciones de frecuencia.



P_{max} es la capacidad máxima con la que se relaciona ΔP . ΔP es el cambio en la salida de potencia activa del módulo de generación de electricidad. El módulo de generación de electricidad debe proporcionar una salida de potencia activa ΔP hasta el punto ΔP_1 de acuerdo con los tiempos t_1 y t_2 , y los valores de ΔP_1 , t_1 y t_2 debe especificarlos el GRT pertinente según el cuadro 5. t_1 es el retraso inicial. t_2 es el tiempo para la activación total.

- v) el módulo de generación de electricidad deberá ser capaz de activar completamente el suministro de reservas de regulación potencia-frecuencia durante un período de entre 15 y 30 minutos, según especifique el GRT pertinente. Al especificar el período, el GRT deberá tener en cuenta el margen de potencia activa y la fuente de energía primaria del módulo de generación de electricidad,
- vi) dentro de los límites definidos en el apartado 2, letra d), inciso v), el control de potencia activa no deberá tener un efecto adverso en la respuesta en potencia activa ante variaciones de frecuencia de los módulos de generación de electricidad,

- vii) los parámetros especificados por el GRT pertinente de conformidad con los incisos i), ii), iii) y v) deberán notificarse a la autoridad reguladora pertinente. Las modalidades de dicha notificación se especificarán de conformidad con el marco normativo nacional aplicable;

Cuadro 5

Parámetros de activación completa de la respuesta en potencia activa ante variaciones de frecuencia resultantes de un cambio brusco de frecuencia (explicación de la figura 6)

Parámetros	Rangos o valores
Intervalo de potencia activa en relación con la capacidad máxima (intervalo de respuesta a la frecuencia) $\frac{ \Delta P_1 }{P_{\max}}$	1,5-10 %
En el caso de los módulos de generación de electricidad con inercia, la demora inicial máxima admisible t_1 , a menos que se justifique lo contrario de acuerdo con el artículo 15, apartado 2, letra d), inciso iv)	2 segundos
En el caso de los módulos de generación de electricidad sin inercia, la demora inicial máxima admisible t_1 , a menos que se justifique lo contrario de acuerdo con el artículo 15, apartado 2, letra d), inciso iv)	según especifique el GRT pertinente
Selección máxima admisible del tiempo de activación total t_2 , a menos que el GRT pertinente permita tiempos de activación más largos por motivos de estabilidad del sistema	30 segundos

- e) en cuanto al control de potencia-frecuencia, el módulo de generación de electricidad deberá ofrecer funciones que cumplan las especificaciones especificadas por el GRT pertinente, con el objetivo de restablecer la frecuencia a su valor nominal o de mantener los flujos de intercambio de potencia entre las zonas de control en sus valores programados;
- f) en cuanto a la desconexión debida a subfrecuencia, las instalaciones de generación de electricidad capaces de actuar como carga, incluidas las instalaciones de generación de electricidad con almacenamiento por bombeo hidráulico, deberán ser capaces de desconectar su carga en caso de subfrecuencia. El requisito mencionado en este apartado no afecta al suministro auxiliar;
- g) en cuanto a la monitorización en tiempo real del MRPF:
- para monitorizar el funcionamiento de la respuesta frecuencia-potencia, la interfaz de comunicación deberá estar equipada para transferir en tiempo real y de forma segura desde la instalación de generación de electricidad hasta el centro de control de la red del gestor de red o del GRT pertinentes, a instancias del gestor de red o del GRT pertinentes, al menos las señales siguientes:
 - señal de estado del MRPF (activado/desactivado),
 - salida de potencia activa programada,
 - valor efectivo de la salida de potencia activa,
 - ajuste efectivo de los parámetros de respuesta de la potencia activa con la variación de frecuencia,
 - estatismo y banda muerta,
 - el gestor de red y el GRT pertinentes deberán especificar las señales adicionales que deberá proporcionar la instalación de generación de electricidad por los dispositivos de monitorización y registro con el fin de verificar el funcionamiento del suministro de reservas de regulación frecuencia-potencia por parte de los módulos de generación de electricidad participantes.

3. En cuanto a la estabilidad de la tensión, los módulos de generación de electricidad de tipo C deberán ser capaces de desconectarse automáticamente cuando la tensión en el punto de conexión alcance los niveles especificados por el gestor de red pertinente en coordinación con el GRT pertinente.

Las condiciones y ajustes de desconexión automática real de los módulos de generación de electricidad deberán ser especificados por el gestor de red pertinente en coordinación con el GRT pertinente.

4. Los módulos de generación de electricidad de tipo C deberán cumplir los siguientes requisitos en relación con la robustez:

- a) en caso de oscilaciones de potencia, los módulos de generación de electricidad deberán mantener la estabilidad en régimen permanente cuando operen en cualquier punto de funcionamiento del diagrama P-Q;
- b) sin perjuicio de lo establecido en el artículo 13, apartados 4 y 5, los módulos de generación de electricidad deberán ser capaces de permanecer conectados a la red y de funcionar sin reducción de potencia, siempre que la tensión y la frecuencia permanezcan dentro de los límites especificados de acuerdo con el presente Reglamento;
- c) los módulos de generación de electricidad deberán ser capaces de permanecer conectados a la red durante reconexiones automáticas monofásicas o trifásicas en líneas de red mallada, si procede en la red a la que están conectados. Los detalles de dicho requisito estarán sujetos a la coordinación y los acuerdos sobre los esquemas de protección y sus ajustes dispuestos en el artículo 14, apartado 5, letra b).

5. Los módulos de generación de electricidad de tipo C deberán cumplir los siguientes requisitos en relación con el restablecimiento del servicio:

a) en cuanto a la capacidad de arranque autónomo:

- i) la capacidad de arranque autónomo no es obligatoria, sin perjuicio de los derechos del Estado miembro de introducir normas obligatorias para garantizar la seguridad del sistema,
- ii) los propietarios de instalaciones de generación de electricidad deberán, a instancias del GRT pertinente, proporcionar una oferta de suministro de la capacidad de arranque autónomo. El GRT pertinente puede realizar dicha solicitud si considera que la seguridad del sistema está en riesgo debido a una falta de capacidad de arranque autónomo en su zona de control,
- iii) un módulo de generación de electricidad con capacidad de arranque autónomo deberá ser capaz de ponerse en marcha desde su desconexión total sin suministro de energía eléctrica externo dentro de un período especificado por el gestor de red pertinente en coordinación con el GRT pertinente,
- iv) un módulo de generación de electricidad con capacidad de arranque autónomo deberá ser capaz de sincronizarse dentro de los límites de frecuencia definidos en el artículo 13, apartado 1, letra a) y, cuando sea aplicable, los límites de tensión especificados por el gestor de red pertinente o en el artículo 16, apartado 2,
- v) un módulo de generación de electricidad con capacidad de arranque autónomo deberá ser capaz de regular automáticamente los huecos de tensión provocados por las conexiones de demanda,
- vi) un módulo de generación de electricidad con capacidad de arranque autónomo deberá:
 - ser capaz de regular las conexiones de carga en bloques de carga,
 - ser capaz de operar en MRPFL-O y MRPFL-U, tal como se especifica en el apartado 2, letra c), y en el artículo 13, apartado 2,
 - controlar la frecuencia en caso de sobrefrecuencia y subfrecuencia dentro del intervalo completo de salida de potencia activa entre el nivel mínimo de regulación y la capacidad máxima, además de en el nivel de consumos propios,
 - ser capaz de operar en paralelo un número determinado de módulos de generación de electricidad dentro de una isla, y
 - controlar la tensión automáticamente durante la fase de restablecimiento del servicio;

b) en cuanto a la capacidad de participar en el funcionamiento en isla:

- i) los módulos de generación de electricidad deberán ser capaces de participar en el funcionamiento en isla si lo requiere el gestor de red pertinente en coordinación con el GRT pertinente, y:
 - los límites de frecuencia del funcionamiento en isla deberán ser los establecidos de conformidad con artículo 13, apartado 1, letra a),
 - los límites de tensión del funcionamiento en isla deberán ser los establecidos de conformidad con el artículo 15, apartado 3, o con el artículo 16, apartado 2, según corresponda,
- ii) los módulos de generación de electricidad deberán poder funcionar en MRPF durante el funcionamiento en isla, como se especifica en el apartado 2, letra d).

En caso de un excedente de energía, los módulos de generación de electricidad deberán ser capaces de reducir la salida de potencia activa desde un punto de funcionamiento anterior a cualquier nuevo punto de funcionamiento dentro del diagrama de capacidad P-Q. En ese sentido, el módulo de generación de electricidad deberá ser capaz de reducir a lo máximo técnicamente posible la salida de potencia activa de manera inherente, pero como mínimo hasta el 55 % de su capacidad máxima,

- iii) el método para detectar un cambio entre el funcionamiento del sistema interconectado y el funcionamiento en isla deberá ser acordado entre el propietario de la instalación de generación de electricidad y el gestor de red pertinente en coordinación con el GRT pertinente. El método de detección acordado no deberá basarse exclusivamente en las señalizaciones de posición de la aparamenta del gestor de red,
 - iv) los módulos de generación de electricidad deberán ser capaces de operar en MRPFL-O y MRPFL-U durante la operación en isla, tal como se especifica en el apartado 2, letra c), y en el artículo 13, apartado 2;
- c) en cuanto a la capacidad de resincronización rápida:
- i) en caso de desconexión del módulo de generación de electricidad de la red, el módulo de generación de electricidad deberá ser capaz de resincronizarse rápidamente de acuerdo con la estrategia de protección acordada entre el gestor de red pertinente en coordinación con el GRT pertinente y la instalación de generación de electricidad,
 - ii) el módulo de generación de electricidad con un tiempo de resincronización mínimo superior a 15 minutos después de su desconexión de una fuente de alimentación externa deberá estar diseñado para que cambie a operación sobre consumos propios desde cualquier punto de funcionamiento de su diagrama de capacidad P-Q. En ese caso, la identificación del funcionamiento sobre consumos propios no se deberá basar exclusivamente en las señales de posición de la aparamenta del gestor de red,
 - iii) los módulos de generación de electricidad deberán ser capaces de seguir funcionando tras cambiar a operación sobre consumos propios, independientemente de si existe una conexión auxiliar a la red externa. El tiempo de funcionamiento mínimo deberá ser especificado por el gestor de red pertinente en coordinación con el GRT pertinente, teniendo en cuenta las características específicas de tecnología del motor primario.
6. Los módulos de generación de electricidad de tipo C deberán cumplir los siguientes requisitos generales de gestión del sistema:
- a) en cuanto a la pérdida de estabilidad angular o a la pérdida de control, un módulo de generación de electricidad deberá ser capaz de desconectarse automáticamente de la red para ayudar a mantener la seguridad del sistema o para evitar daños al módulo de generación de electricidad. El propietario de la instalación de generación de electricidad y el gestor de red pertinente, en coordinación con el GRT pertinente, deberán acordar los criterios de detección de pérdida de estabilidad angular o de pérdida de control;
- b) en cuanto a la instrumentación:
- i) las instalaciones de generación de electricidad deberán estar dotadas de equipos que permitan el registro de faltas y la monitorización dinámica del comportamiento del sistema. Esta instalación registrará los siguientes parámetros:
 - tensión,
 - potencia activa,
 - potencia reactiva, y
 - frecuencia.

El gestor de red pertinente tendrá derecho a especificar los parámetros de calidad del suministro que se deberán cumplir a condición de que se notifique con una antelación razonable,
 - ii) los ajustes del equipo de registro de faltas, incluidos los criterios de activación y las tasas de muestreo, deberán ser acordados entre el propietario de la instalación de generación de electricidad y el gestor de red pertinente en coordinación con el GRT pertinente,
 - iii) la monitorización dinámica del comportamiento del sistema deberá incluir un equipo de detección de oscilaciones, especificado por el gestor de red pertinente en coordinación con el GRT pertinente, con el fin de detectar oscilaciones de potencia mal amortiguadas,
 - iv) los equipos de monitorización dinámica del comportamiento del sistema y de la calidad del suministro deberán disponer de medios para que el propietario de la instalación de generación de electricidad, el gestor de red y el GRT pertinentes accedan a la información. Los protocolos de comunicación de los datos registrados se deberán acordar entre el propietario de la instalación de generación de electricidad, el gestor de red y el GRT pertinentes;

c) en cuanto a los modelos de simulación:

- i) a solicitud del gestor de red o del GRT pertinentes, el propietario de la instalación de generación de electricidad deberá presentar modelos de simulación que reflejen adecuadamente el comportamiento del módulo de generación de electricidad en simulaciones en régimen permanente y dinámicas (componente de 50 Hz) o en simulaciones de transitorios electromagnéticos.

El propietario de la instalación de generación de electricidad deberá garantizar que los modelos presentados se han validado en relación con los resultados de las pruebas de conformidad mencionadas en el título IV, capítulos 2, 3 y 4, y deberá notificar los resultados de la validación al gestor de red o al GRT pertinentes. Los Estados miembros podrán exigir que dicha validación la lleve a cabo un certificador autorizado,

- ii) los modelos proporcionados por el propietario de la instalación de generación de electricidad deberán contener los siguientes submodelos, en función de la existencia de los componentes individuales:

- alternador y motor primario,
- control de velocidad y potencia,
- control de tensión, incluida, si corresponde, la función de sistema estabilizador de potencia («PSS») y el sistema de control de la excitación,
- modelos de protección de módulos de generación de electricidad, según se acuerde entre el gestor de red pertinente y el propietario de la instalación de generación de electricidad, y
- modelos de convertidor para módulos de parque eléctrico,

- iii) la solicitud realizada por el gestor de red pertinente que se menciona en el inciso i) se deberá coordinar con el GRT pertinente. Dicha solicitud deberá incluir:

- el formato en el que se deberán presentar los modelos,
- la presentación de documentación sobre los diagramas de estructura y los diagramas de bloques del modelo,
- un cálculo estimado de la potencia de cortocircuito mínima y máxima en el punto de conexión, expresada en MVA, como equivalente de la red,

- iv) el propietario de la instalación de generación de electricidad deberá proporcionar los registros de los resultados del módulo de generación de electricidad al gestor de red o al GRT pertinentes, si se le solicita. El gestor de red o el GRT pertinentes podrán realizar una solicitud para comparar la respuesta de los modelos con dichos registros;

- d) en cuanto a la instalación de dispositivos para el funcionamiento del sistema y de dispositivos para la seguridad del sistema, si el gestor de red o el GRT pertinentes consideran que es necesario instalar dispositivos adicionales en una instalación de generación de electricidad con el fin de mantener o restablecer el funcionamiento o la seguridad del sistema, el gestor de red o el GRT pertinentes y el propietario de la instalación de generación de electricidad deberán investigar el asunto y acordar una solución adecuada;
- e) el gestor de red pertinente deberá especificar, en coordinación con el GRT pertinente, los límites mínimo y máximo de las derivadas de la salida de potencia activa (rampas límite), tanto en sentido creciente como decreciente para un módulo de generación de electricidad, teniendo en cuenta las características específicas de tecnología del motor primario;
- f) el modo de conexión a tierra del punto neutro de la red de los transformadores elevadores deberá cumplir las especificaciones del gestor de red pertinente.

Artículo 16

Requisitos generales de los módulos de generación de electricidad de tipo D

1. Además de cumplir los requisitos enumerados en el artículo 13, excepto su apartado 2, letra b), y sus apartados 6 y 7, en el artículo 14, excepto su apartado 2, y en el artículo 15, excepto su apartado 3, los módulos de generación de electricidad de tipo D deberán cumplir los requisitos del presente artículo.

2. Los módulos de generación de electricidad de tipo D deberán cumplir los siguientes requisitos en relación con la estabilidad de la tensión:

a) en cuanto a los rangos de tensión:

- i) sin perjuicio de lo establecido en el apartado 3, letra a), de este artículo y en el artículo 14, apartado 3, letra a), un módulo de generación de electricidad deberá ser capaz de permanecer conectado a la red y de funcionar dentro de los rangos de tensión de la red en el punto de conexión, expresados por la tensión en el punto de conexión respecto a la tensión de referencia 1 pu y durante los períodos de tiempo especificados en los cuadros 6.1 y 6.2,
- ii) el GRT pertinente podrá especificar períodos de tiempo más cortos durante los cuales los módulos de generación de electricidad serán capaces de permanecer conectados a la red en caso de sobretensión y subfrecuencia simultáneas o subtensión y sobrefrecuencia simultáneas,
- iii) no obstante las disposiciones del inciso i), el GRT pertinente de España podrá exigir que los módulos de generación de electricidad sean capaces de permanecer conectados a la red en un rango de tensión de entre 1,05 y 1,0875 pu durante un período ilimitado,
- iv) en el nivel de tensión de red de 400 kV (también denominado habitualmente nivel de 380 kV), el valor de referencia 1 pu es de 400 kV; para el resto de niveles de tensión de red, la tensión de referencia 1 pu podrá variar para cada gestor de red de la misma zona síncrona,
- v) independientemente de las disposiciones del inciso i), el GRT pertinente de la zona síncrona de los Estados Bálticos podrá exigir que los módulos de generación de electricidad permanezcan conectados a la red a 400 kV dentro de los límites del rango de tensiones y durante los períodos de tiempo aplicables a la zona síncrona Europa Continental;

Cuadro 6.1

Zona síncrona	Rango de tensión (pu)	Período de tiempo de funcionamiento
Europa continental	0,85-0,90	60 minutos
	0,90-1,118	Ilimitado
	1,118-1,15	A especificar por cada GRT, pero no menos de 20 minutos y no más de 60 minutos
Países Nórdicos	0,90-1,05	Ilimitado
	1,05-1,10	60 minutos
Gran Bretaña	0,90-1,10	Ilimitado
Irlanda e Irlanda del Norte	0,90-1,118	Ilimitado
Estados Bálticos	0,85-0,90	30 minutos
	0,90-1,118	Ilimitado
	1,118-1,15	20 minutos

El cuadro muestra los períodos de tiempo mínimos durante los que el módulo de generación de electricidad deberá ser capaz de funcionar para tensiones que se desvíen del valor de referencia 1 pu en el punto de conexión sin desconectarse de la red, en la que la base de tensión para los valores pu se encuentre entre 110 y 300 kV.

Cuadro 6.2

Zona síncrona	Rango de tensión (pu)	Período de tiempo de funcionamiento
Europa continental	0,85-0,90	60 minutos
	0,90-1,05	Ilimitado
	1,05-1,10	A especificar por cada GRT, pero no menos de 20 minutos y no más de 60 minutos
Países Nórdicos	0,90-1,05	Ilimitado
	1,05-1,10	Debe especificarlo cada GRT, pero no más de 60 minutos
Gran Bretaña	0,90-1,05	Ilimitado
	1,05-1,10	15 minutos
Irlanda e Irlanda del Norte	0,90-1,05	Ilimitado
Estados Bálticos	0,88-0,90	20 minutos
	0,90-1,097	Ilimitado
	1,097-1,15	20 minutos

El cuadro muestra los períodos de tiempo mínimos durante los que el módulo de generación de electricidad debe ser capaz de funcionar para tensiones que se desvíen del valor de referencia 1 pu en el punto de conexión sin desconectarse de la red, en la que la base de tensión para los valores pu se encuentre entre 300 y 400 kV.

- b) se podrán acordar rangos de tensión más amplios o períodos de tiempo de funcionamiento mínimos más largos entre el gestor de red pertinente y el propietario de la instalación de generación de electricidad en coordinación con el GRT pertinente. Si los rangos de tensión más amplios o los tiempos de funcionamiento mínimos más largos resultan económica y técnicamente viables, el propietario de la instalación de generación de electricidad no deberá negarse sin causa justificada a un acuerdo;
- c) Sin perjuicio de lo establecido en la letra a), el gestor de red pertinente, en coordinación con el GRT pertinente, tendrá derecho a especificar las tensiones del punto de conexión a las que el módulo de generación de electricidad es capaz de desconectarse automáticamente. Las condiciones y ajustes de desconexión automática deberán ser acordados entre el gestor de red pertinente y el propietario de la instalación de generación de electricidad.
3. Los módulos de generación de electricidad de tipo D deberán cumplir los siguientes requisitos en relación con la robustez:
- a) en cuanto a la capacidad para soportar huecos de tensión:

- i) los módulos de generación de electricidad deberán ser capaces de permanecer conectados a la red y seguir funcionando de forma estable después de que el sistema eléctrico haya sufrido una perturbación debido a faltas correctamente despejadas. Dicha capacidad deberá ser coherente con el perfil de tensión en función del tiempo en el punto de conexión para las condiciones de falta definidas por el GRT pertinente.

El perfil de tensión en función del tiempo describirá el límite inferior de la trayectoria real de las tensiones entre fases referida al nivel de tensión de la red en el punto de conexión durante una falta equilibrada, en función del tiempo antes, durante y después de la falta.

Dicho límite inferior deberá definirlo el GRT pertinente utilizando los parámetros establecidos en la figura 3 y dentro de los rangos definidos en los cuadros 7.1 y 7.2 para los módulos de generación de electricidad de tipo D conectados a 110 kV o por encima de este nivel.

Dicho límite inferior deberá también especificarlo el GRT pertinente utilizando los parámetros establecidos en la figura 3 y dentro de los rangos definidos en los cuadros 3.1 y 3.2 para los módulos de generación de electricidad de tipo D conectados por debajo del nivel de 110 kV,

- ii) cada GRT pertinente deberá especificar las condiciones previas y posteriores a las faltas para la capacidad para soportar huecos de tensión mencionada en el artículo 14, apartado 3, letra a), inciso iv). Las condiciones previas y posteriores a las faltas definidas para la capacidad para soportar huecos de tensión deberán ponerse a disposición pública;

Cuadro 7.1

Parámetros de la figura 3 relativos a la capacidad para soportar huecos de tensión de módulos de generación de electricidad síncronos

Parámetros de tensión (pu)		Parámetros de tiempo (segundos)	
U_{ret}	0	t_{clear}	0,14-0,15 (o 0,14-0,25 si la protección y el funcionamiento seguro del sistema así lo exigen)
U_{clear}	0,25	t_{rec1}	$t_{clear} - 0,45$
U_{rec1}	0,5-0,7	t_{rec2}	$t_{rec1} - 0,7$
U_{rec2}	0,85-0,9	t_{rec3}	$t_{rec2} - 1,5$

Cuadro 7.2

Parámetros de la figura 3 relativos a la capacidad de soportar huecos de tensión de módulos de parque eléctrico

Parámetros de tensión (pu)		Parámetros de tiempo (segundos)	
U_{ret}	0	t_{clear}	0,14-0,15 (o 0,14-0,25 si la protección y el funcionamiento seguro del sistema así lo exigen)
U_{clear}	U_{ret}	t_{rec1}	t_{clear}
U_{rec1}	U_{clear}	t_{rec2}	t_{rec1}
U_{rec2}	0,85	t_{rec3}	1,5-3,0

- b) a petición de un propietario de una instalación de generación de electricidad, el gestor de red pertinente deberá proporcionar las condiciones previas y posteriores a las faltas a tener en cuenta para la capacidad de soportar huecos de tensión según los cálculos en el punto de conexión, tal y como se especifica en el artículo 14, apartado 3, letra a), inciso iv), en relación con:
- i) la potencia de cortocircuito mínima previa a la falta en cada punto de conexión expresada en MVA,
 - ii) el punto de funcionamiento previo a la falta del módulo de generación de electricidad expresado en salida de potencia activa y salida de potencia reactiva en el punto de conexión y tensión en el punto de conexión, y
 - iii) la potencia de cortocircuito mínima posterior a la falta en cada punto de conexión expresada en MVA;
- c) cada GRT especificará las capacidades para soportar huecos de tensión en caso de faltas asimétricas.
4. Los módulos de generación de electricidad de tipo D deberán cumplir los siguientes requisitos generales de gestión del sistema:
- a) en cuanto a la sincronización, al poner en marcha un módulo de generación de electricidad, la sincronización deberá ser efectuada por el propietario de la instalación de generación de electricidad solo después de que lo autorice el gestor de red pertinente;
 - b) el módulo de generación de electricidad deberá estar equipado con los dispositivos de sincronización necesarios;

- c) la sincronización de los módulos de generación de electricidad deberá ser posible dentro de los rangos de frecuencias establecidos en el cuadro 2;
- d) el gestor de red pertinente y el propietario de la instalación de generación de electricidad deberán acordar los ajustes de los dispositivos de sincronización que se deban implementar antes del funcionamiento del módulo de generación de electricidad. El presente acuerdo se aplicará a:
 - i) tensión,
 - ii) frecuencia,
 - iii) rango angular de fase,
 - iv) secuencia de fases,
 - v) la variación de tensión y frecuencia.

CAPÍTULO 2

Requisitos aplicables a los módulos de generación de electricidad síncronos

Artículo 17

Requisitos aplicables a los módulos de generación de electricidad síncronos de tipo B

1. Los módulos de generación de electricidad síncronos de tipo B deberán cumplir los requisitos enumerados en el artículo 13, excepto su apartado 2, letra b), y en el artículo 14.
2. Los módulos de generación de electricidad síncronos de tipo B deberán cumplir los siguientes requisitos adicionales en relación con la estabilidad de la tensión:
 - a) en cuanto a la capacidad de potencia reactiva, el gestor de red pertinente deberá tener derecho a especificar la capacidad de un módulo de generación de electricidad síncrono para proporcionar potencia reactiva;
 - b) en cuanto al sistema de control de tensión, un módulo de generación de electricidad síncrono deberá estar equipado con un sistema de control de la excitación automático y permanente que pueda proporcionar una tensión constante a los terminales del alternador a una consigna ajustable sin que sea inestable en todo el rango de funcionamiento del módulo de generación de electricidad síncrono.
3. En relación con la robustez, los módulos de generación de electricidad síncronos de tipo B deberán ser capaces de contribuir a la recuperación de la potencia activa después de una falta. El GRT pertinente deberá especificar la magnitud y el tiempo de recuperación de la potencia activa.

Artículo 18

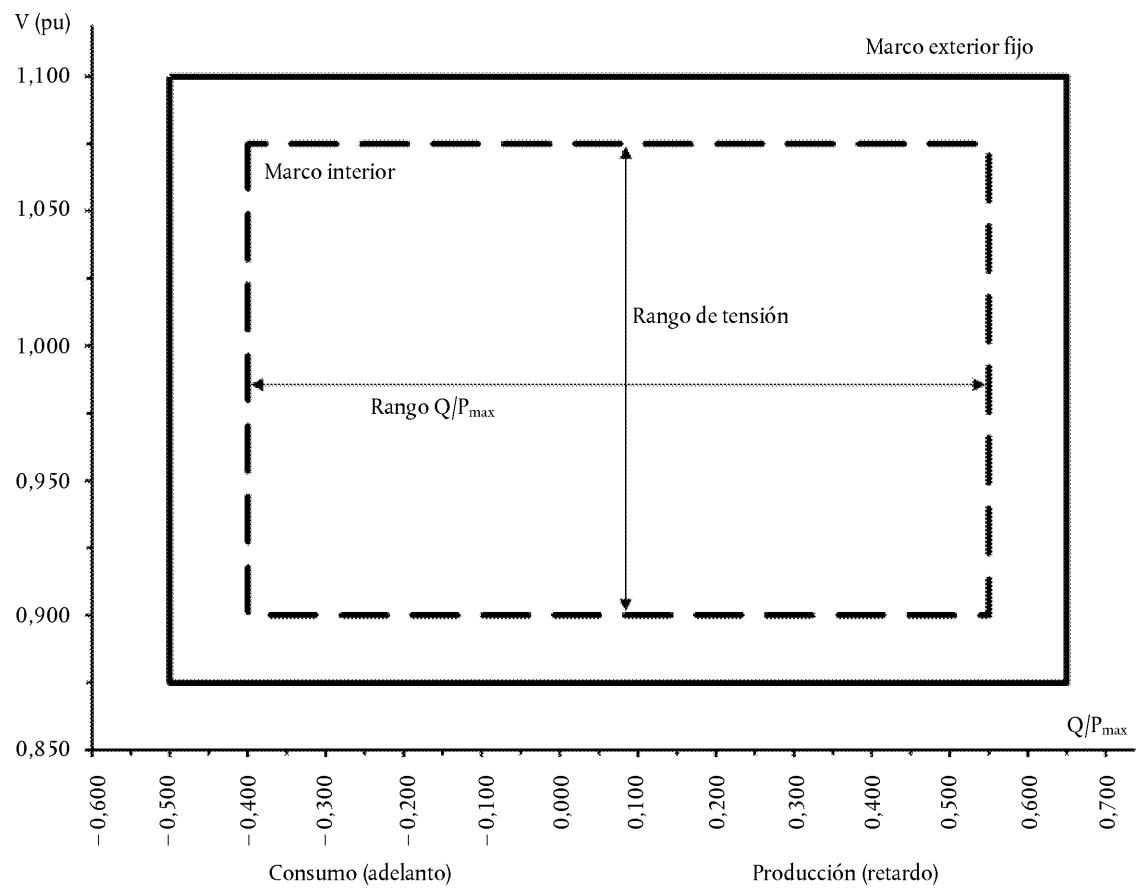
Requisitos aplicables a los módulos de generación de electricidad síncronos de tipo C

1. Los módulos de generación de electricidad síncronos de tipo C deberán cumplir los requisitos establecidos en los artículos 13, 14, 15 y 17, excepto el artículo 13, apartado 2, letra b), y apartado 6, el artículo 14, apartado 2, y el artículo 17, apartado 2, letra a).
2. Los módulos de generación de electricidad síncronos de tipo C deberán cumplir los siguientes requisitos adicionales en relación con la estabilidad de la tensión:
 - a) en cuanto a la capacidad de potencia reactiva, el gestor de red pertinente podrá especificar la potencia reactiva complementaria necesaria para los módulos de generación de electricidad síncronos en los que el punto de conexión no se encuentra en la ubicación de los terminales de alta tensión del transformador elevador al nivel de tensión del punto de conexión ni en los terminales del alternador si no existe un transformador elevador. Esta potencia reactiva complementaria deberá compensar la demanda de potencia reactiva de la línea o el cable de alta tensión entre los terminales de alta tensión del transformador elevador del módulo de generación de electricidad síncrono o sus terminales del alternador si no existe un transformador elevador, y el punto de conexión y deberá ser suministrada por el propietario responsable de dicha línea o cable;
 - b) en cuanto a la capacidad de potencia reactiva a la capacidad máxima:
 - i) el gestor de red pertinente, en coordinación con el GRT pertinente, deberá especificar los requisitos de capacidad de suministro de potencia reactiva según la tensión variable. Para dicho fin, el gestor de red pertinente deberá especificar un perfil $U-Q/P_{\max}$ dentro de los límites en los que el módulo de generación de electricidad deberá ser capaz de suministrar potencia reactiva a su capacidad máxima. El perfil $U-Q/P_{\max}$ especificado podrá tener cualquier forma, considerando los posibles costes de la capacidad de generar potencia reactiva a tensiones altas y de consumir potencia reactiva a tensiones bajas,

- ii) el perfil $U\text{-}Q/P_{\max}$ deberá ser especificado por el gestor de red pertinente en coordinación con el GRT pertinente, de conformidad con los principios siguientes:
- el perfil $U\text{-}Q/P_{\max}$ no deberá quedar fuera del marco del diagrama $U\text{-}Q/P_{\max}$ representado por el marco interior en la figura 7,
 - las dimensiones del marco del diagrama $U\text{-}Q/P_{\max}$ (rango $Q/P_{\max}$ y rango de tensión) deberán estar dentro del rango especificado para cada zona síncrona en el cuadro 8, y
 - la posición del marco del diagrama $U\text{-}Q/P_{\max}$ deberá estar dentro de los límites del marco exterior fijo de la figura 7,

Figura 7

Diagrama $U\text{-}Q/P_{\max}$ de un módulo de generación de electricidad síncrono



El diagrama representa los límites de un perfil $U\text{-}Q/P_{\max}$ según la tensión en el punto de conexión, expresada por la relación entre el valor real de tensión y el valor de referencia 1 pu, en función de la relación entre la potencia reactiva (Q) y la capacidad máxima ($P_{\max}$). La posición, el tamaño y la forma del marco interior son indicativos.

Cuadro 8

Parámetros del marco interior de la figura 7

Zona síncrona	Rango máximo de $Q/P_{\max}$	Rango máximo de nivel de tensión en régimen permanente (pu)
Europa continental	0,95	0,225
Países Nórdicos	0,95	0,150

Zona síncrona	Rango máximo de $Q/P_{\max}$	Rango máximo de nivel de tensión en régimen permanente (pu)
Gran Bretaña	0,95	0,225
Irlanda e Irlanda del Norte	1,08	0,218
Estados Bálticos	1,0	0,220

- iii) el requisito de capacidad de suministro de potencia reactiva se aplicará al punto de conexión. Para formas de diagramas que no sean rectangulares, el rango de tensión representará los valores máximo y mínimo. Por tanto, no será de esperar que el rango de potencia reactiva completo esté disponible en el rango de tensiones de régimen permanente,
- iv) el módulo de generación de electricidad síncrono deberá ser capaz de operar en cualquier punto de funcionamiento dentro de su perfil $U-Q/P_{\max}$ en los períodos de tiempo adecuados a los valores de consigna requeridos por el gestor de red pertinente;
- c) en cuanto a la capacidad de potencia reactiva por debajo de la capacidad máxima, al funcionar con una salida de potencia activa por debajo de la capacidad máxima ($P < P_{\max}$), los módulos de generación de electricidad síncronos deberán ser capaces de funcionar en cada punto de funcionamiento posible del diagrama de capacidad P-Q del alternador de dicho módulo de generación de electricidad síncrono, al menos hasta el mínimo técnico de funcionamiento estable. Incluso con una salida de potencia activa reducida, el suministro de potencia reactiva en el punto de conexión se deberá corresponder completamente con el diagrama de capacidad P-Q del alternador de dicho módulo de generación de electricidad síncrono, teniendo en cuenta, si procede, la potencia de suministro auxiliar y las pérdidas de potencia activa y reactiva del transformador elevador.

Artículo 19

Requisitos aplicables a los módulos de generación de electricidad síncronos de tipo D

1. Los módulos de generación de electricidad síncronos de tipo D deberán cumplir los requisitos establecidos en el artículo 13, excepto sus apartados 2, letra b), 6 y 7, en el artículo 14, excepto su apartado 2, en el artículo 15, excepto su apartado 3, en el artículo 16, en el artículo 17, excepto su apartado 2, y en el artículo 18.
2. Los módulos de generación de electricidad síncronos de tipo D deberán cumplir los siguientes requisitos adicionales en relación con la estabilidad de la tensión:
 - a) los parámetros y ajustes de los componentes del sistema de control de tensión deberán ser acordados entre el propietario de la instalación de generación de electricidad y el gestor de red pertinente, en coordinación con el GRT pertinente;
 - b) el acuerdo mencionado en la letra a) deberá abarcar las especificaciones y la respuesta de un regulador automático de tensión («AVR») en cuanto al control de la tensión tanto en régimen permanente como en régimen transitorio, así como las especificaciones y la respuesta del sistema de control de la excitación. Estas últimas deberán incluir:
 - i) la limitación del ancho de banda de la señal de salida para garantizar que la frecuencia de respuesta más alta no puede excitar oscilaciones torsionales en otros módulos de generación de electricidad conectados a la red,
 - ii) un limitador de subexcitación para evitar que el AVR reduzca la excitación del alternador a un nivel que pondría en riesgo la estabilidad síncrona,
 - iii) un limitador de sobreexcitación para garantizar que la excitación del alternador no está limitada a un valor inferior al valor máximo que se puede lograr, a la vez que se garantiza que el módulo de generación de electricidad síncrono funciona dentro de sus límites de diseño,
 - iv) un limitador de corriente del estator, y
 - v) una función de PSS para amortiguar las oscilaciones de potencia, si la capacidad máxima del módulo de generación de electricidad síncrono es superior a un valor de capacidad máxima especificado por el GRT pertinente.

3. El GRT pertinente y el propietario de la instalación de generación de electricidad deberán estipular un acuerdo relativo a las capacidades técnicas del módulo de generación de electricidad para ayudar a la estabilidad angular en caso de falta.

CAPÍTULO 3

Requisitos aplicables a los módulos de parque eléctrico

Artículo 20

Requisitos aplicables a los módulos de parque eléctrico de tipo B

1. Los módulos de parque eléctrico de tipo B deberán cumplir los requisitos establecidos en el artículo 13, excepto su apartado 2, letra b), y en el artículo 14.
2. Los módulos de parque eléctrico de tipo B deberán cumplir los siguientes requisitos adicionales en relación con la estabilidad de la tensión:
 - a) en cuanto a la capacidad de potencia reactiva, el gestor de red pertinente tendrá derecho a especificar la capacidad del módulo de parque eléctrico para proporcionar potencia reactiva,
 - b) el gestor de red pertinente, en coordinación con el GRT pertinente, tendrá derecho a especificar que un módulo de parque eléctrico sea capaz de inyectar rápidamente corriente de falta en el punto de conexión en caso de faltas (trifásicas) simétricas, en las condiciones siguientes:
 - i) el módulo de parque eléctrico deberá ser capaz de activar la inyección rápida de corriente de falta de una de las formas siguientes:
 - garantizando la inyección rápida de corriente de falta en el punto de conexión, o
 - midiendo las variaciones de tensión en los terminales de las unidades individuales del módulo de parque eléctrico e inyectando rápidamente una corriente de falta en los terminales de estas unidades,
 - ii) el gestor de red pertinente, en coordinación con el GRT pertinente, deberá especificar:
 - cómo y cuándo se debe determinar una desviación de tensión, así como el final de la desviación de tensión,
 - las características de la inyección rápida de corriente de falta, incluido el intervalo de tiempo para medir la desviación de tensión y la corriente rápida de falta, para las que la corriente y la tensión se deben medir de forma diferente al método especificado en el artículo 2,
 - la sincronización y precisión de la corriente rápida de falta, que podrá incluir varias etapas durante la falta y tras su despeje;
 - c) en cuanto a la inyección rápida de corriente de falta en caso de faltas (monofásicas o bifásicas) desequilibradas, el gestor de red pertinente, en coordinación con el GRT pertinente, tendrá derecho a especificar un requisito para la inyección de corriente desequilibrada.
3. Los módulos de parque eléctrico de tipo B deberán cumplir los siguientes requisitos adicionales en relación con la robustez:
 - a) el GRT pertinente deberá especificar la recuperación de potencia activa posterior a la falta que el módulo de parque eléctrico deberá ser capaz de proporcionar y deberá especificar:
 - i) cuándo se inicia la recuperación de potencia activa posterior a la falta,
 - ii) el tiempo máximo permitido para la recuperación de potencia activa, y
 - iii) la magnitud y precisión de la recuperación de potencia activa;

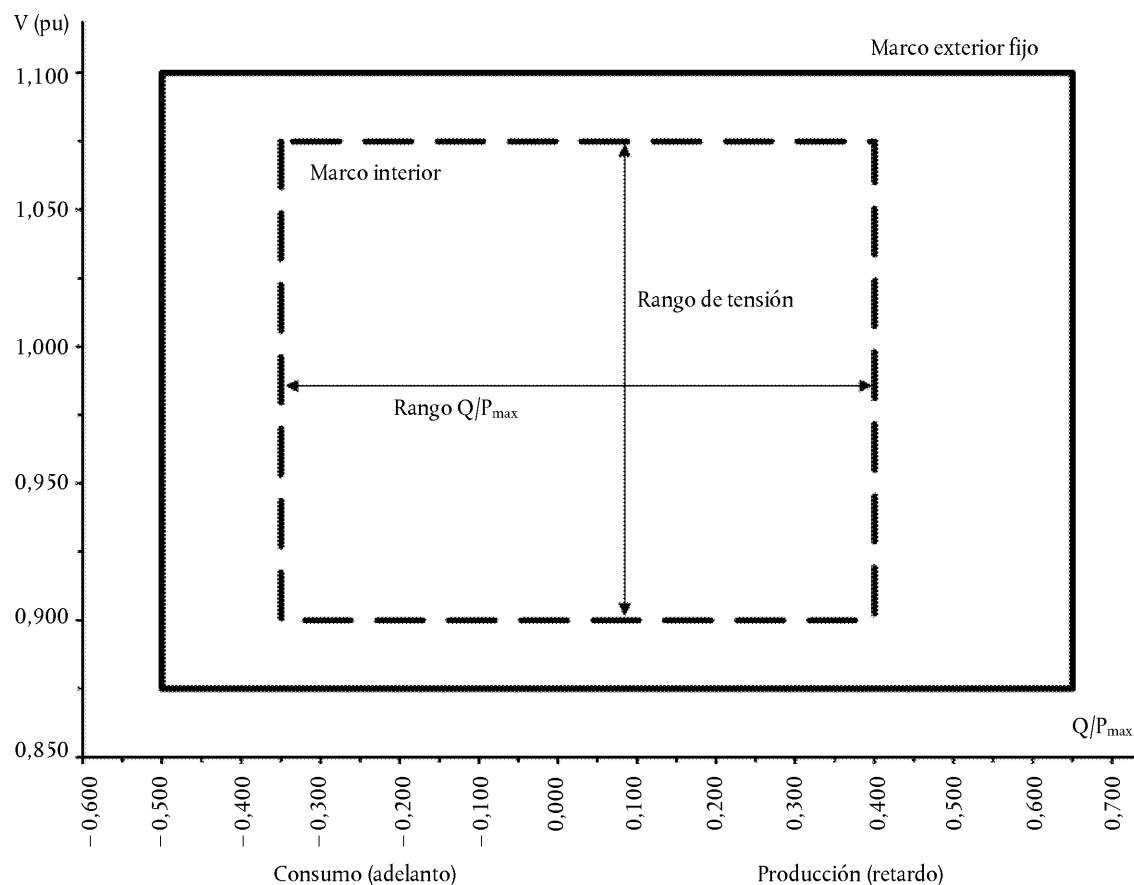
- b) las especificaciones deberán cumplir los principios siguientes:
- i) interdependencia entre los requisitos de corriente rápida de falta con arreglo al apartado 2, letras b) y c), y la recuperación de potencia activa,
 - ii) dependencia entre los tiempos de recuperación de potencia activa y la duración de las desviaciones de tensión,
 - iii) un límite especificado de tiempo máximo permitido para la recuperación de potencia activa,
 - iv) adecuación entre el nivel de recuperación de tensión y la magnitud mínima de la recuperación de potencia activa, y
 - v) amortiguamiento adecuado de las oscilaciones de potencia activa.

Artículo 21

Requisitos aplicables a los módulos de parque eléctrico de tipo C

1. Los módulos de parque eléctrico de tipo C deberán cumplir los requisitos enumerados en el artículo 13, excepto su apartado 2, letra b), y su apartado 6, en el artículo 14, excepto su apartado 2, en el artículo 15 y en el artículo 20, excepto su apartado 2, letra a), a menos que se especifique lo contrario en el apartado 3), letra d), inciso v).
2. Los módulos de parque eléctrico de tipo C deberán cumplir los siguientes requisitos adicionales en relación con la estabilidad de la frecuencia:
 - a) el GRT pertinente tendrá derecho a especificar que los módulos de parque eléctrico sean capaces de emular inercia durante variaciones de frecuencia muy rápidas;
 - b) el principio de funcionamiento de los sistemas de control instalados para emular inercia y los parámetros de rendimiento asociados deberán ser especificados por el GRT pertinente.
3. Los módulos de parque eléctrico de tipo C deberán cumplir los siguientes requisitos adicionales en relación con la estabilidad de la tensión:
 - a) en cuanto a la capacidad de potencia reactiva, el gestor de red pertinente podrá especificar la potencia reactiva complementaria necesaria para los módulos de parque eléctrico en los que el punto de conexión no se encuentra en la ubicación de los terminales de alta tensión del transformador elevador al nivel de tensión del punto de conexión ni en los terminales del convertidor, si no existe un transformador elevador. Esta potencia reactiva complementaria deberá compensar la demanda de potencia reactiva de la línea o el cable de alta tensión entre los terminales de alta tensión del transformador elevador del módulo de parque eléctrico o sus terminales del convertidor, si no existe un transformador elevador, y el punto de conexión y deberá ser suministrada por el propietario responsable de dicha línea o cable;
 - b) en cuanto a la capacidad de potencia reactiva a la capacidad máxima:
 - i) el gestor de red pertinente, en coordinación con el GRT pertinente, deberá especificar los requisitos de capacidad de suministro de potencia reactiva según la tensión variable. A tal fin, deberá especificar un perfil $U-Q/P_{\max}$ que podrá asumir cualquier forma dentro de los límites en los que el módulo de parque eléctrico deberá ser capaz de suministrar potencia reactiva a su capacidad máxima,
 - ii) el perfil $U-Q/P_{\max}$ deberá ser especificado por cada gestor de red pertinente en coordinación con el GRT pertinente, de conformidad con los principios siguientes:
 - el perfil $U-Q/P_{\max}$ no deberá quedar fuera del marco del diagrama $U-Q/P_{\max}$, representado por el marco interior en la figura 8,
 - las dimensiones del marco del diagrama $U-Q/P_{\max}$ (rango $Q/P_{\max}$ y rango de tensión) deberán estar dentro del rango especificado para cada zona síncrona en el cuadro 9,
 - la posición del marco del diagrama $U-Q/P_{\max}$ deberá estar dentro de los límites del marco exterior fijo de la figura 8, y
 - el perfil $U-Q/P_{\max}$ especificado podrá asumir cualquier forma, considerando los posibles costes de la capacidad de generar potencia reactiva a tensiones altas y de consumir potencia reactiva a tensiones bajas,

Figura 8

Diagrama U- $Q/P_{\max}$ de un módulo de parque eléctrico

El diagrama representa los límites de un perfil U- $Q/P_{\max}$ según la tensión en el punto de conexión, expresada por la relación entre el valor real de tensión y el valor de referencia 1 pu, en función de la relación entre la potencia reactiva (Q) y la capacidad máxima ($P_{\max}$). La posición, el tamaño y la forma del marco interior son indicativos.

Cuadro 9

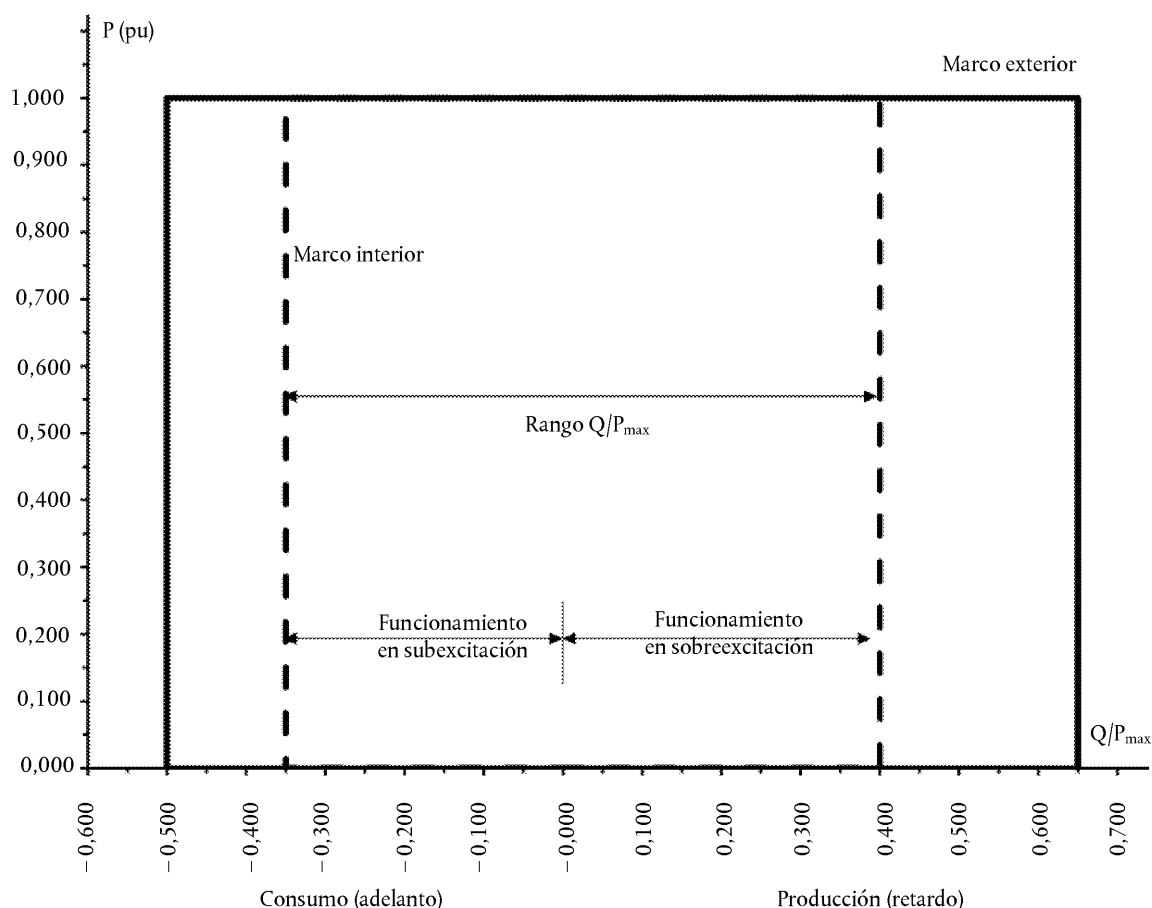
Parámetros del marco interior de la figura 8

Zona síncrona	Rango máximo de $Q/P_{\max}$	Rango máximo de nivel de tensión en régimen permanente (pu)
Europa continental	0,75	0,225
Países Nórdicos	0,95	0,150
Gran Bretaña	0,66	0,225
Irlanda e Irlanda del Norte	0,66	0,218
Estados Bálticos	0,80	0,220

- iii) el requisito de capacidad de suministro de potencia reactiva se aplicará al punto de conexión. Para formas de diagramas que no sean rectangulares, el rango de tensión representará los valores máximo y mínimo. Por tanto, no será de esperar que el rango de potencia reactiva completo esté disponible en el rango de tensiones de régimen permanente;

- c) en cuanto a la capacidad de potencia reactiva por debajo de la capacidad máxima:
- el gestor de red pertinente, en coordinación con el GRT pertinente, deberá especificar los requisitos de capacidad de suministro de potencia reactiva, además de un perfil $P-Q/P_{\max}$ que podrá asumir cualquier forma dentro de los límites en los que el módulo de parque eléctrico deberá ser capaz de suministrar potencia reactiva por debajo de su capacidad máxima,
 - el perfil $P-Q/P_{\max}$ deberá ser especificado por cada gestor de red pertinente en coordinación con el GRT pertinente, de conformidad con los principios siguientes:
 - el perfil $P-Q/P_{\max}$ no deberá quedar fuera del marco del diagrama $P-Q/P_{\max}$, representado por el marco interior en la figura 9,
 - el rango $Q/P_{\max}$ del marco del diagrama $P-Q/P_{\max}$ se especificará para cada zona síncrona del cuadro 9,
 - el rango de potencia activa del marco del diagrama $P-Q/P_{\max}$ a potencia reactiva cero deberá ser 1 pu,
 - el diagrama $P-Q/P_{\max}$ podrá asumir cualquier forma y deberá incluir las condiciones de capacidad de potencia reactiva a potencia activa cero, y
 - la posición del marco del diagrama $P-Q/P_{\max}$ deberá estar dentro de los límites del marco exterior fijo de la figura 9,
 - al funcionar con una salida de potencia activa inferior a la capacidad máxima ($P < P_{\max}$), el módulo de parque eléctrico deberá ser capaz de suministrar potencia reactiva en cualquier punto de funcionamiento dentro de su diagrama $P-Q/P_{\max}$ si todas las unidades del módulo de parque eléctrico que generan energía están técnicamente disponibles, es decir, no están fuera de servicio debido a mantenimiento o avería; de lo contrario, podrá haber una menor capacidad de potencia reactiva, teniendo en cuenta las disponibilidades técnicas,

Figura 9

Diagrama $P-Q/P_{\max}$ de un módulo de parque eléctrico

El diagrama representa los límites de un perfil $P-Q/P_{\max}$ en el punto de conexión según la potencia activa, expresada por la relación de su valor real respecto de la capacidad máxima en tanto por uno (pu) en función de la relación entre la potencia reactiva (Q) y la capacidad máxima ($P_{\max}$). La posición, el tamaño y la forma del marco interior son indicativos.

- iv) el módulo de parque eléctrico deberá ser capaz de operar en cualquier punto de funcionamiento dentro de su diagrama $P-Q/P_{\max}$ en los períodos de tiempo adecuados a los valores de consigna requeridos por el gestor de red pertinente;
- d) en cuanto a los modos de control de la potencia reactiva:
 - i) el módulo de parque eléctrico deberá ser capaz de proporcionar potencia reactiva automáticamente mediante un modo de control de la tensión, un modo de control de la potencia reactiva o un modo de control del factor de potencia,
 - ii) a efectos del modo de control de la tensión, el módulo de parque eléctrico deberá ser capaz de contribuir al control de la tensión en el punto de conexión mediante el intercambio de potencia reactiva con la red con una tensión de consigna que abarque entre 0,95 y 1,05 pu en pasos no superiores a 0,01 pu, con una pendiente dentro de un rango de al menos entre el 2 y el 7 % en pasos no superiores al 0,5 %. La salida de potencia reactiva deberá ser cero cuando el valor de tensión en red en el punto de conexión sea igual a la consigna de tensión,
 - iii) se podrá operar a consigna con o sin una banda muerta seleccionable en un rango entre cero y ± 5 % de la tensión de red de referencia 1 pu en pasos no superiores al 0,5 %,
 - iv) tras una variación brusca de tensión, el módulo de parque eléctrico deberá ser capaz de lograr un 90 % de la variación de la salida de potencia reactiva en un tiempo t_1 que deberá especificar el gestor de red pertinente en un rango de entre 1 y 5 segundos, además de estabilizarse en el valor definido por la pendiente dentro de un tiempo t_2 que deberá especificar el gestor de red pertinente en un rango de entre 5 y 60 segundos, con una tolerancia de la potencia reactiva en régimen permanente no superior al 5 % de la potencia reactiva máxima. El gestor de red pertinente deberá definir las especificaciones de tiempo,
 - v) a efectos del modo de control de la potencia reactiva, el módulo de parque eléctrico deberá ser capaz de establecer la consigna de potencia reactiva en cualquier parte del rango de potencia reactiva, especificado en el artículo 20, apartado 2, letra a), y en el artículo 21, apartado 3, letras a) y b), con pasos de ajuste no superiores a 5 MVar o al 5 % (lo que sea inferior) de la potencia reactiva total, controlando la potencia reactiva en el punto de conexión con una precisión de ± 5 MVar o del ± 5 % (la que sea menor) de la potencia reactiva total,
 - vi) a efectos del modo de control del factor de potencia, el módulo de parque eléctrico deberá ser capaz de controlar el factor de potencia en el punto de conexión dentro del rango de potencia reactiva requerido, especificado por el gestor de red pertinente de conformidad con el artículo 20, apartado 2, letra a), o especificado en el artículo 21, apartado 3, letras a) y b), con un factor de potencia objetivo en pasos no superiores a 0,01. El gestor de red pertinente deberá especificar el valor de la consigna de factor de potencia, su tolerancia y el período de tiempo para alcanzar el factor de potencia de consigna tras un cambio repentino de la salida de potencia activa. La tolerancia de la consigna de factor de potencia deberá expresarse a través de la tolerancia de su potencia reactiva correspondiente. Esta tolerancia de potencia reactiva deberá expresarse mediante un valor absoluto o mediante un porcentaje de la potencia reactiva máxima del módulo de parque eléctrico,
 - vii) el gestor de red pertinente, en coordinación con el GRT pertinente y el propietario del módulo de parque eléctrico, deberá especificar cuál de las tres opciones de modo de control de la potencia reactiva anteriores y qué consignas asociadas se aplican, así como qué equipo adicional es necesario para hacer operable de forma remota la consigna pertinente;
- e) en cuanto a la priorización de la aportación de la potencia activa o reactiva, el GRT pertinente deberá especificar si, durante las faltas para las que se requiera capacidad de respuesta ante averías, tendrá prioridad la aportación de potencia activa o la aportación de potencia reactiva. Si se da prioridad a la aportación de potencia activa, este suministro deberá establecerse no después de 150 ms tras el comienzo de la falta;
- f) en cuanto al control de amortiguamiento de oscilaciones de potencia, si lo especifica el GRT pertinente, un módulo de parque eléctrico deberá ser capaz de contribuir al amortiguamiento de las oscilaciones de potencia. Las características de control de la tensión y la potencia reactiva de los módulos de parque eléctrico no deberán tener efectos adversos sobre el amortiguamiento de las oscilaciones de potencia.

Artículo 22

Requisitos aplicables a los módulos de parque eléctrico de tipo D

Los módulos de parque eléctrico de tipo D deberán cumplir los requisitos enumerados en el artículo 13, excepto sus apartados 2, letra b), 6 y 7, en el artículo 14, excepto su apartado 2, en el artículo 15, excepto su apartado 3, en el artículo 16, en el artículo 20, excepto su apartado 2, letra a), y en el artículo 21.

CAPÍTULO 4

Requisitos aplicables a los módulos de parque eléctrico en alta mar

Artículo 23

Disposiciones generales

1. Los requisitos establecidos en el presente capítulo se aplicarán a la conexión a la red de módulos de parque eléctrico conectados mediante CA (corriente alterna) y ubicados en alta mar. Un módulo de parque eléctrico conectado mediante CA ubicado en alta mar que no tenga un punto de conexión en alta mar se considerará módulo de parque eléctrico terrestre y, por consiguiente, deberá cumplir los requisitos que rigen los módulos de parque eléctrico situados en tierra.
2. El punto de conexión en alta mar de un módulo de parque eléctrico en alta mar conectado mediante CA deberá ser especificado por el gestor de red pertinente.
3. Los módulos de parque eléctrico en alta mar conectados mediante CA que entran en el ámbito del presente Reglamento deberán categorizarse de acuerdo con las siguientes configuraciones de sistemas de conexión a la red en alta mar:
 - a) configuración 1: conexión de CA a un solo punto de interconexión a la red terrestre mediante el cual se conectan a la red terrestre uno o más módulos de parque eléctrico en alta mar que están interconectados en alta mar para formar un sistema de CA en alta mar;
 - b) configuración 2: conexiones de CA malladas mediante las cuales un número de módulos de parque eléctrico en alta mar están interconectados en alta mar para formar un sistema de CA y el sistema de CA en alta mar se conecta a la red terrestre en dos o más puntos de interconexión de red terrestres.

Artículo 24

Requisitos de estabilidad de frecuencia aplicables a los módulos de parque eléctrico en alta mar conectados mediante CA

Los requisitos de estabilidad de frecuencia establecidos respectivamente en el artículo 13, apartados 1 a 5, excepto su apartado 2, letra b), en el artículo 15, apartado 2, y en el artículo 21, apartado 2, se aplicarán a todos los módulos de parque eléctrico en alta mar conectados mediante CA.

Artículo 25

Requisitos de estabilidad de tensión aplicables a los módulos de parque eléctrico en alta mar conectados mediante CA

1. Sin perjuicio de lo establecido en el artículo 14, apartado 3, letra a), y en el artículo 16, apartado 3, letra a), un módulo de parque eléctrico en alta mar conectado mediante CA deberá ser capaz de permanecer conectado a la red y funcionar dentro de los rangos de tensión de la red en el punto de conexión, expresando la tensión en el punto de conexión respecto a la tensión de referencia 1 pu y para los períodos de tiempo especificados en el cuadro 10.
2. No obstante las disposiciones del apartado 1, el GRT pertinente de España podrá exigir que los módulos de parque eléctrico en alta mar conectados mediante CA permanezcan conectados a la red en un rango de tensión de entre 1,05 y 1,0875 pu durante un período ilimitado.
3. Independientemente de las disposiciones del inciso i), el GRT pertinente de la zona síncrona de los Estados Bálticos podrá exigir que los módulos de parque eléctrico conectados mediante CA y ubicados en alta mar permanezcan conectados a la red a 400 kV dentro del rango de tensión y durante los períodos de tiempo aplicables a la zona síncrona Europa Continental.

Cuadro 10

Zona síncrona	Rango de tensión (pu)	Período de tiempo de funcionamiento
Europa continental	0,85-0,90	60 minutos
	0,9-1,118 (*)	Ilimitado
	1,118-1,15 (*)	A especificar por cada GRT, pero no menos de 20 minutos y no más de 60 minutos
	0,90-1,05 (**)	Ilimitado
	1,05-1,10 (**)	A especificar por cada GRT, pero no menos de 20 minutos y no más de 60 minutos
Países Nórdicos	0,90-1,05	Ilimitado
	1,05-1,10 (*)	60 minutos
	1,05-1,10 (**)	Debe especificarlo cada GRT, pero no más de 60 minutos
Gran Bretaña	0,90-1,10 (*)	Ilimitado
	0,90-1,05 (**)	Ilimitado
	1,05-1,10 (**)	15 minutos
Irlanda e Irlanda del Norte	0,90-1,10	Ilimitado
Estados Bálticos	0,85- 0,90 (*)	30 minutos
	0,90-1,118 (*)	Ilimitado
	1,118-1,15 (*)	20 minutos
	0,88-0,90 (**)	20 minutos
	0,90-1,097 (**)	Ilimitado
	1,097-1,15 (**)	20 minutos

(*) La base de tensión para los valores pu es inferior a 300 kV.

(**) La base de tensión para los valores pu se sitúa entre 300 y 400 kV.

El cuadro muestra el período mínimo durante el cual un módulo de parque eléctrico en alta mar conectado mediante CA debe ser capaz de funcionar en diferentes rangos de tensión desviándose del valor de referencia 1 pu sin desconectarse.

4. Los requisitos de estabilidad de tensión especificados respectivamente en el artículo 20, apartado 2, letras b) y c), y el artículo 21, apartado 3, se aplicarán a todos los módulos de parque eléctrico en alta mar conectados mediante CA.

5. La capacidad de potencia reactiva a la capacidad máxima especificada en el artículo 21, apartado 3, letra b), se aplicará a los módulos de parque eléctrico en alta mar conectados mediante CA, excepto el cuadro 9. En su lugar, se aplicarán los requisitos del cuadro 11.

Cuadro 11

Parámetros de la figura 8

Zona síncrona	Rango máximo de $Q/P_{\max}$	Rango máximo de nivel de tensión en régimen permanente (pu)
Europa continental	0,75	0,225
Países Nórdicos	0,95	0,150
Gran Bretaña	0 (*) 0,33 (**)	0,225
Irlanda e Irlanda del Norte	0,66	0,218
Estados Bálticos	0,8	0,22

(*) En el punto de conexión en alta mar para la configuración 1.

(**) En el punto de conexión en alta mar para la configuración 2.

Artículo 26**Requisitos de robustez aplicables a los módulos de parque eléctrico en alta mar conectados mediante CA**

1. Serán de aplicación a los módulos de parque eléctrico en alta mar conectados mediante CA los requisitos de robustez de los módulos de generación de electricidad establecidos en el artículo 15, apartado 4, y en el artículo 20, apartado 3.
2. Serán de aplicación a los módulos de parque eléctrico en alta mar conectados mediante CA los requisitos de capacidad para soportar huecos de tensión establecidos en el artículo 14, apartado 3, letra a), y el artículo 16, apartado 3, letra a).

Artículo 27**Requisitos de restablecimiento del servicio aplicables a los módulos de parque eléctrico en alta mar conectados mediante CA**

Serán de aplicación a los módulos de parque eléctrico en alta mar conectados mediante CA los requisitos de restablecimiento del servicio establecidos respectivamente en el artículo 14, apartado 4, y el artículo 15, apartado 5.

Artículo 28**Requisitos generales de gestión de la red aplicables a los módulos de parque eléctrico en alta mar conectados mediante CA**

Serán de aplicación a los módulos de parque eléctrico en alta mar conectados mediante CA los requisitos generales de gestión del sistema establecidos en el artículo 14, apartado 5, el artículo 15, apartado 6, y el artículo 16, apartado 4.

TÍTULO III**PROCEDIMIENTO DE NOTIFICACIÓN OPERACIONAL PARA CONEXIÓN****CAPÍTULO 1****Conexión de nuevos módulos de generación de electricidad****Artículo 29****Disposiciones generales**

1. El propietario de la instalación de generación de energía deberá demostrar al gestor de red pertinente que ha cumplido los requisitos establecidos en el título II del presente Reglamento completando correctamente el procedimiento de notificación operacional de cada módulo de generación de electricidad, tal y como se describe en los artículos 30 a 37.

2. El gestor de red pertinente deberá establecer los detalles del procedimiento de notificación operacional y ponerlos a disposición pública.

Artículo 30

Notificación operacional relativa a módulos de generación de electricidad de tipo A

1. El procedimiento de notificación operacional para conexión de cada nuevo módulo de generación de electricidad de tipo A consistirá en la presentación de un documento de instalación. El propietario de la instalación de generación de electricidad deberá asegurarse de cumplimentar la información requerida según el documento de instalación obtenido del gestor de red pertinente y que habrá de presentarse a este último. Se deberán presentar documentos de instalación independientes para cada módulo de generación de electricidad dentro de la instalación de generación de electricidad.

El gestor de red pertinente deberá asegurarse de que la información requerida pueda ser presentada por terceros en nombre del propietario de la instalación de generación de electricidad.

2. El gestor de red pertinente deberá especificar el contenido del documento de instalación, que contendrá al menos la información siguiente:

- a) la ubicación en la que se realiza la conexión;
- b) la fecha de la conexión;
- c) la capacidad máxima de la instalación en kW;
- d) el tipo de fuente de energía primaria;
- e) la clasificación del módulo de generación de electricidad como tecnología emergente de conformidad con el título VI del presente Reglamento;
- f) la referencia a los certificados de equipo que están en la instalación, expedidos por un certificador autorizado;
- g) en cuanto al equipo ya en servicio respecto del cual no se haya recibido un certificado de equipo, se deberá proporcionar la información que indique el gestor de red pertinente, y
- h) los datos de contacto del propietario de la instalación de generación de electricidad y del instalador, así como sus firmas.

3. El propietario de la instalación de generación de electricidad deberá asegurarse de notificar al gestor de red pertinente o a la autoridad competente del Estado miembro el desmantelamiento permanente de un módulo de generación de electricidad de conformidad con la legislación nacional.

El gestor de red pertinente deberá asegurarse de que dicha notificación pueda realizarla un tercero, incluidos agregadores.

Artículo 31

Notificación operacional relativa a módulos de generación de electricidad de tipo B, C y D

El procedimiento de notificación operacional para conexión de cada módulo de generación de electricidad de tipo B, C y D nuevo deberá permitir el uso de certificados de equipo emitidos por un certificador autorizado.

Artículo 32

Procedimiento para módulos de generación de electricidad de tipo B y C

1. A efectos de la notificación operacional para conexión de cada módulo de generación de electricidad de tipo B y C nuevo, el propietario de la instalación de generación de electricidad deberá proporcionar un documento de módulo de generación de electricidad («DMGE») al gestor de red pertinente e incluir una declaración de conformidad.

Se deberá presentar un DMGE independiente para cada módulo de generación de electricidad dentro de la instalación de generación de electricidad.

2. El formato del DMGE y la información que ese documento deberá contener serán especificados por el gestor de red pertinente. El gestor de red pertinente tendrá derecho a solicitar que el propietario de la instalación de generación de electricidad incluya lo siguiente en el DMGE:

- a) prueba del acuerdo entre el gestor de red pertinente y el propietario de la instalación de generación de electricidad sobre los ajustes de los sistemas de protección y control adecuados al punto de conexión;
- b) declaración de conformidad detallada;

- c) datos técnicos detallados del módulo de generación de electricidad en relación con la conexión a la red, según especifique el gestor de red pertinente;
 - d) certificados de equipo emitidos por un certificador autorizado en relación con los módulos de generación de electricidad, cuando de ellos dependa la prueba de conformidad;
 - e) para los módulos de generación de electricidad de tipo C, modelos de simulación de conformidad con el artículo 15, apartado 6, letra c);
 - f) informes de pruebas de conformidad que demuestren el funcionamiento dinámico y en régimen permanente como se especifica en el título IV, capítulos 2, 3 y 4, incluido el uso de valores reales medidos durante las pruebas, al nivel de detalle que requiera el gestor de red pertinente, y
 - g) estudios que demuestren el funcionamiento dinámico y en régimen permanente como se especifica en el título IV, capítulos 5, 6 o 7, al nivel de detalle requerido por el gestor de red pertinente.
3. Tras la aceptación de un DMGE completo y adecuado, el gestor de red pertinente expedirá una notificación operacional definitiva al propietario de la instalación de generación de electricidad.
4. El propietario de la instalación de generación de electricidad deberá notificar al gestor de red pertinente o a la autoridad competente del Estado miembro el desmantelamiento permanente de un módulo de generación de electricidad de conformidad con la legislación nacional.
5. Si corresponde, el gestor de red pertinente deberá asegurarse de que la puesta en servicio y la desactivación de los módulos de generación de electricidad de tipo B y C puedan ser notificadas electrónicamente.
6. Los Estados miembros podrán establecer que el DMGE sea expedido por un certificador autorizado.

Artículo 33

Procedimiento para módulos de generación de electricidad de tipo D

El procedimiento de notificación operacional para conexión de cada módulo de generación de electricidad de tipo D nuevo deberá incluir lo siguiente:

- a) la notificación operacional para energización («EON»);
- b) la notificación operacional provisional («ION»), y
- c) la notificación operacional definitiva («FON»).

Artículo 34

Notificación operacional de energización relativa a módulos de generación de electricidad de tipo D

1. Una EON otorgará derecho al propietario de la instalación de generación de electricidad a energizar su red y servicios auxiliares internos para los módulos de generación de electricidad mediante la conexión a la red especificada para el punto de conexión.
2. El gestor de red pertinente deberá expedir una EON, que estará sujeta a la finalización de los requisitos previos, incluidos el acuerdo sobre ajustes de los sistemas de protección y control adecuados al punto de conexión entre el gestor de red pertinente y el propietario de la instalación de generación de electricidad.

Artículo 35

Notificación operacional provisional relativa a módulos de generación de electricidad de tipo D

1. Una ION otorgará derecho al propietario de la instalación de generación de electricidad a poner en marcha el módulo de generación de electricidad y a generar energía mediante la conexión a la red durante un período de tiempo limitado.
2. El gestor de red pertinente deberá expedir una ION, que estará sujeta a la finalización del proceso de revisión de los datos y estudios de conformidad con lo dispuesto en el presente artículo.
3. En cuanto a la revisión de los datos y estudios, el gestor de red pertinente tendrá derecho a solicitar que el propietario de la instalación de generación de electricidad proporcione lo siguiente:
- a) declaración de conformidad detallada;
 - b) datos técnicos detallados del módulo de generación de electricidad de interés en relación con la conexión a la red, según especifique el gestor de red pertinente;

- c) certificados de equipo emitidos por un certificador autorizado en relación con los módulos de generación de electricidad, cuando de ellos dependa la prueba de la conformidad;
 - d) modelos de simulación, como se especifica en el artículo 15, apartado 6, letra c), y requiera el gestor de red pertinente;
 - e) estudios que demuestren el funcionamiento dinámico y en régimen permanente previstos, como se estipula en el título IV, capítulos 5, 6 o 7, y
 - f) detalles de las pruebas de conformidad previstas de acuerdo con el título IV, capítulos 2, 3 y 4.
4. El período máximo durante el cual el propietario de la instalación de generación de electricidad podrá mantener el estado de la ION deberá ser de veinticuatro meses. El gestor de red pertinente tendrá derecho a especificar un período de validez de la ION más corto. La ION podrá ser prorrogada solo si el propietario de la instalación de generación de electricidad ha realizado avances importantes para lograr la conformidad total. Las cuestiones pendientes deberán identificarse claramente en el momento de solicitar la ampliación.
5. Se podrá conceder una prórroga del período previsto en el apartado 4 durante el cual el propietario de la instalación de generación de electricidad puede mantener el estado de la ION si este presenta una solicitud de excepción al gestor de red pertinente antes del vencimiento de dicho período, según el procedimiento de excepción establecido en el artículo 60.

Artículo 36

Notificación operacional definitiva relativa a módulos de generación de electricidad de tipo D

1. Una FON otorgará derecho al propietario de la instalación de generación de electricidad a poner en marcha un módulo de generación de electricidad mediante la conexión a la red.
2. El gestor de red pertinente deberá expedir una FON, previa eliminación de todas las incompatibilidades identificadas a efectos del estado FON y previa finalización del proceso de revisión de los datos y estudios previsto en el presente artículo.
3. A efectos de la revisión de los datos y estudios, el propietario de la instalación de generación de electricidad deberá enviar lo siguiente al gestor de red pertinente:
 - a) una declaración de conformidad detallada, y
 - b) una actualización de los datos técnicos, los modelos de simulación y los estudios que sean de aplicación tal y como figuran en el artículo 35, apartado 3, letras b), d) y e), incluido el uso de valores reales medidos durante las pruebas.
4. Si se identifica una incompatibilidad en relación con la expedición de la FON, se podrá conceder una excepción tras la solicitud al gestor de red pertinente, de acuerdo con el procedimiento de excepción descrito en el título V. El gestor de red pertinente deberá expedir una FON si el módulo de generación de electricidad cumple las disposiciones de la excepción.

Si se rechaza una solicitud de excepción, el gestor de red pertinente tendrá derecho a negarse a permitir el funcionamiento del módulo de generación de electricidad hasta que el propietario de la instalación de generación de electricidad y el gestor de red pertinente resuelvan la incompatibilidad y el gestor de red pertinente considere que el módulo de generación de electricidad cumple las disposiciones del presente Reglamento.

Si el gestor de red pertinente y el propietario de la instalación de generación de electricidad no resolvieran la incompatibilidad en un plazo razonable, nunca superior a seis meses desde la notificación de la denegación de la solicitud de excepción, cualquiera de las partes podrá remitir el asunto para decisión a la autoridad reguladora.

Artículo 37

Notificación operacional limitada relativa a módulos de generación de electricidad de tipo D

1. Los propietarios de instalaciones de generación de electricidad a los que se haya concedido una FON deberán informar al gestor de red pertinente de forma inmediata en los casos siguientes:
 - a) instalación temporalmente sujeta a modificaciones o pérdidas significativas de capacidad que afectan a su funcionamiento, o
 - b) avería en el equipo que conlleva el incumplimiento de algunos requisitos aplicables.

2. El propietario de la instalación de generación de electricidad solicitará al gestor de red pertinente una LON si el propietario de la instalación de generación de electricidad espera razonablemente que las circunstancias descritas en el apartado 1 duren más de tres meses.
3. La LON deberá ser expedida por el gestor de red pertinente y contendrá, de forma claramente identificable, la información siguiente:
 - a) los problemas no resueltos que justifican la concesión de la LON;
 - b) las responsabilidades y los plazos para la solución prevista, y
 - c) un período máximo de validez que no será superior a doce meses. El período inicial concedido podrá ser inferior con posibilidad de prórroga si se envían pruebas que satisfagan al gestor de red pertinente y demuestren que se han realizado avances importantes en la dirección de la conformidad total.
4. La FON quedará suspendida durante el período de validez de la LON en relación con los elementos para los que esta haya sido expedida.
5. Se puede conceder una ampliación adicional del período de validez de la LON tras solicitar una excepción al gestor de red pertinente antes de que transcurra dicho período, de acuerdo con el procedimiento de excepción descrito en el título V.
6. El gestor de red pertinente tendrá derecho a negarse a permitir la puesta en marcha del módulo de generación de electricidad, una vez que la LON deje de ser válida. En esos casos, la FON quedará invalidada automáticamente.
7. Si el gestor de red pertinente no concede una ampliación del período de validez de la LON de conformidad con el apartado 5, o si se niega a permitir el funcionamiento del módulo de generación de electricidad cuando la LON ya no sea válida de conformidad con el apartado 6, el propietario de la instalación de generación de electricidad podrá, en un plazo de seis meses tras la notificación de la decisión del gestor de red pertinente, remitir el asunto para decisión a la autoridad reguladora.

CAPÍTULO 2

Análisis de costes y beneficios

Artículo 38

Identificación de los costes y beneficios de la aplicación de requisitos a los módulos de generación de electricidad existentes

1. Antes de la aplicación de cualquier requisito establecido en el presente Reglamento a los módulos de generación de energía existentes de conformidad con el artículo 4, apartado 3, el GRT pertinente llevará a cabo una comparación cualitativa de los costes y beneficios relacionados con el requisito en cuestión. Esta comparación deberá tener en cuenta las alternativas disponibles en la red o el mercado. El GRT pertinente podrá proceder a realizar un análisis cuantitativo de costes y beneficios de conformidad con los apartados 2 a 5, si la comparación cualitativa indica que los beneficios probables superan los costes probables. No obstante, si se considera que los costes son elevados o los beneficios bajos, el GRT pertinente no seguirá adelante.
2. Tras una evaluación de la fase preparatoria realizada de conformidad con el apartado 1, el GRT pertinente llevará a cabo un análisis cuantitativo de costes y beneficios de cualquier requisito en consideración para su aplicación a los módulos de generación de electricidad existentes que haya demostrado beneficios potenciales en la fase preparatoria, de conformidad con el apartado 1.
3. En el plazo de tres meses desde la finalización del análisis de costes y beneficios, el GRT pertinente presentará un resumen de los resultados en un informe que deberá:
 - a) incluir el análisis de costes y beneficios, y una recomendación sobre la manera de proceder;
 - b) incluir una propuesta de período de transición para aplicar el requisito a los módulos de generación de electricidad existentes. Dicho período de transición no deberá ser superior a dos años desde la fecha de la decisión de la autoridad reguladora o, cuando proceda, del Estado miembro, sobre la aplicabilidad del requisito.
 - c) ser objeto de una consulta pública de conformidad con el artículo 10.

4. En el plazo máximo de seis meses desde la finalización de la consulta pública, el GRT pertinente deberá elaborar un informe que explique el resultado de la consulta y presente una propuesta sobre la aplicabilidad del requisito en consideración a los módulos de generación de electricidad existentes. El informe y la propuesta deberán ser comunicados a la autoridad reguladora o, si procede, al Estado miembro, y el propietario de la instalación de generación de electricidad o, si procede, el tercero deberán ser informados de su contenido.
5. La propuesta realizada por el GRT pertinente a la autoridad reguladora o, en su caso, al Estado miembro, de conformidad con el apartado 4, incluirá los elementos siguientes:
- a) un procedimiento de aprobación de puesta en servicio para demostrar la implementación de los requisitos por parte del propietario de la instalación de generación de electricidad existente;
 - b) un período transitorio para la implementación de los requisitos, que deberá tener en cuenta la categoría del módulo de generación de electricidad, según se especifica en el artículo 5, apartado 2, y el artículo 23, apartado 3, y cualquier obstáculo subyacente para la implementación eficaz de la modificación o adecuación del equipo.

Artículo 39

Principios del análisis de costes y beneficios

1. Los propietarios de instalaciones de generación de electricidad y los GRD, incluidos los gestores de redes de distribución cerradas, deberán ayudar y contribuir en el análisis de costes y beneficios realizado de conformidad con los artículos 38 y 63, así como proporcionar los datos necesarios solicitados por el gestor de red o el GRT pertinentes en el plazo de tres meses desde la recepción de una solicitud, a menos que el GRT pertinente acuerde lo contrario. Para la elaboración del análisis de costes y beneficios por parte del propietario, o posible futuro propietario, de una instalación de generación de electricidad que vaya a evaluar una posible excepción de conformidad con el artículo 62, el GRT y el GRD pertinentes, incluidos los gestores de redes de distribución cerradas, deberán ayudar y contribuir en el análisis de costes y beneficios, así como proporcionar los datos necesarios solicitados por el propietario, o posible futuro propietario, de la instalación de generación de electricidad, en el plazo de tres meses desde la recepción de una solicitud, a menos que el propietario, o posible futuro propietario, de la instalación de generación de electricidad acuerde lo contrario.
2. El análisis de costes y beneficios deberá cumplir los principios siguientes:
- a) el GRT pertinente y el propietario, o posible futuro propietario, de la instalación de generación de electricidad deberán basar su análisis de costes y beneficios en uno o más de los siguientes principios de cálculo:
 - i) el valor actual neto,
 - ii) el retorno de la inversión,
 - iii) la tasa de retorno,
 - iv) el período de recuperación de la inversión;
 - b) el GRT pertinente y el propietario, o posible futuro propietario, de la instalación de generación de electricidad deberán también cuantificar los beneficios socioeconómicos en términos de mejora de la seguridad del suministro, y deberán incluir como mínimo:
 - i) la reducción asociada a la probabilidad de pérdida de suministro durante la vida útil de la modificación,
 - ii) el alcance y la duración probables de dicha pérdida de suministro,
 - iii) el coste social por hora de dicha pérdida de suministro;
 - c) el GRT pertinente, el gestor de red pertinente y el propietario, o posible futuro propietario, de la instalación de generación de electricidad deberán cuantificar los beneficios para el mercado interior de la electricidad, el comercio transfronterizo y la integración de energías renovables, incluidos como mínimo:
 - i) la respuesta de la potencia activa con la variación de frecuencia,
 - ii) las reservas de balance,

- iii) el suministro de potencia reactiva,
 - iv) la gestión de congestiones,
 - v) las medidas de protección;
- d) el GRT pertinente deberá cuantificar los costes de la aplicación de las normas necesarias a los módulos de generación de electricidad existentes, incluidos como mínimo:
- i) los costes directos de implementación de un requisito,
 - ii) los costes asociados a la pérdida de oportunidades atribuible,
 - iii) los costes asociados a las modificaciones consiguientes en el mantenimiento y el funcionamiento.

TÍTULO IV

CONFORMIDAD

CAPÍTULO 1

Supervisión de la conformidad

Artículo 40

Responsabilidad del propietario de la instalación de generación de electricidad

1. El propietario de la instalación de generación de electricidad se asegurará de que cada módulo de generación de electricidad sea conforme a los requisitos aplicables en virtud del presente Reglamento durante la vida útil de la instalación. Para los módulos de generación de electricidad de tipo A, el propietario de la instalación de generación de electricidad podrá utilizar certificados de equipo, emitidos de acuerdo con el Reglamento (CE) n.º 765/2008.
2. El propietario de la instalación de generación de electricidad deberá notificar al gestor de red pertinente cualquier modificación planificada de las capacidades técnicas de un módulo de generación de electricidad que pueda afectar a su conformidad con los requisitos aplicables en virtud del presente Reglamento, antes de iniciar dicha modificación.
3. El propietario de la instalación de generación de electricidad deberá notificar al gestor de red pertinente cualquier incidente operacional o avería de un módulo de generación de electricidad que afecte a su conformidad con los requisitos del presente Reglamento, sin demora indebida, después de que se produzcan dichos incidentes.
4. El propietario de la instalación de generación de electricidad deberá notificar al gestor de red pertinente los programas y procedimientos de pruebas planificados que se deberán seguir para verificar la conformidad de un módulo de generación de electricidad con los requisitos del presente Reglamento, a su debido tiempo y antes de su lanzamiento. El gestor de red pertinente deberá aprobar por adelantado los programas y procedimientos de pruebas planificados. Dicha aprobación del gestor de red pertinente deberá efectuarse oportunamente y no podrá denegarse sin causa injustificada.
5. El gestor de red pertinente podrá participar en dichas pruebas y registrar el funcionamiento de los módulos de generación de electricidad.

Artículo 41

Tareas del gestor de red pertinente

1. El gestor de red pertinente deberá evaluar la conformidad de un módulo de generación de electricidad en relación con los requisitos aplicables del presente Reglamento, durante la vida útil de la instalación de generación de electricidad. El propietario de la instalación de generación de electricidad deberá ser informado del resultado de esta evaluación.

En el caso de los módulos de generación de electricidad de tipo A, el gestor de red pertinente podrá emplear los certificados de equipo expedidos por un certificador autorizado para esta evaluación.

2. El gestor de red pertinente tendrá derecho a solicitar al propietario de la instalación de generación de electricidad que efectúe pruebas y simulaciones de conformidad según un plan de repeticiones o esquema general, o después de cualquier avería, modificación o sustitución de un equipo que pueda afectar a la conformidad del módulo de generación de electricidad con los requisitos del presente Reglamento.

El propietario de la instalación de generación de electricidad deberá ser informado del resultado de las pruebas y simulaciones de conformidad.

3. El gestor de red pertinente deberá poner a disposición pública una lista de la información y los documentos que se deberán presentar, así como de los requisitos que deberá cumplir el propietario de la instalación de generación de electricidad en el marco del proceso de conformidad. La lista abarcará al menos la información, los documentos y los requisitos siguientes:

- a) toda la documentación y los certificados que deberá presentar el propietario de la instalación de generación de electricidad;
- b) detalles de los datos técnicos del módulo de generación de electricidad de interés para la conexión a la red;
- c) requisitos de los modelos de estudios de la red en régimen permanente y dinámico;
- d) calendario para el suministro de los datos de la red necesarios para realizar dichos estudios;
- e) estudios del propietario de la instalación de generación de electricidad para demostrar el funcionamiento en régimen permanente y dinámico con arreglo a los requisitos establecidos en el título IV, capítulos 5 y 6;
- f) condiciones y procedimientos, incluido el ámbito, del registro de certificados de equipo, y
- g) condiciones y procedimientos para el uso de los certificados de equipo pertinentes, expedidos por un certificador autorizado, por parte del propietario de la instalación de generación de electricidad.

4. El gestor de red pertinente deberá poner a disposición pública la asignación de responsabilidades entre el propietario de la instalación de generación de electricidad y el gestor de red en relación con las pruebas, las simulaciones y la supervisión de la conformidad.

5. El gestor de red pertinente podrá delegar total o parcialmente la ejecución de la supervisión de la conformidad a terceros. En esos casos, el gestor de red pertinente deberá seguir garantizando la conformidad con el artículo 12, incluidos también los compromisos de confidencialidad con el cesionario.

6. Si las pruebas o simulaciones de conformidad no se pueden llevar a cabo según lo acordado entre el gestor de red pertinente y el propietario de la instalación de generación de electricidad debido a razones atribuibles al gestor de red pertinente, este no deberá denegar sin causa justificada la notificación operacional mencionada en el título III.

Artículo 42

Disposiciones comunes de las pruebas de conformidad

1. Las pruebas de funcionamiento de los módulos de generación de electricidad individuales en una instalación de generación de electricidad deberán estar orientadas a demostrar el cumplimiento de los requisitos del presente Reglamento.

2. No obstante los requisitos mínimos de las pruebas de conformidad establecidos en el presente Reglamento, el gestor de red pertinente tendrá derecho a lo siguiente:

- a) permitir al propietario de la instalación de generación de electricidad que efectúe una serie alternativa de pruebas, siempre que dichas pruebas resulten eficaces y sean suficientes para demostrar que un módulo de generación de electricidad cumple los requisitos del presente Reglamento;
- b) exigir al propietario de la instalación de generación de electricidad que efectúe nuevas series de pruebas o series de pruebas alternativas en los casos en los que la información suministrada al gestor de red pertinente en relación con las pruebas de conformidad de acuerdo con las disposiciones del título IV, capítulos 2, 3 y 4, no sea suficiente para demostrar la conformidad con los requisitos del presente Reglamento, y
- c) exigir al propietario de la instalación de generación de electricidad que efectúe las pruebas adecuadas para demostrar el rendimiento de un módulo de generación de electricidad en el caso de que este sea con combustibles alternativos o mezclas de combustibles. El gestor de red pertinente y el propietario de la instalación de generación de electricidad deberán acordar los tipos de combustible con los que se van a realizar las pruebas.

3. El propietario de la instalación de generación de electricidad será el responsable de efectuar las pruebas de conformidad con las condiciones establecidas en el título IV, capítulos 2, 3 y 4. El gestor de red pertinente deberá colaborar y no retrasar indebidamente la ejecución de las pruebas.

4. El gestor de red pertinente podrá participar en las pruebas de conformidad, ya sea *in situ* o de forma remota desde el centro de control del gestor de red. A tal efecto, el propietario de la instalación de generación de electricidad deberá proporcionar el equipo de supervisión necesario para registrar todas las señales y medidas de las pruebas correspondientes, así como garantizar que los representantes necesarios del propietario de la instalación de generación de electricidad estén disponibles *in situ* durante todo el período de pruebas. Si, para las pruebas seleccionadas, el gestor de red desea utilizar su propio equipo para registrar el funcionamiento, se deberán proporcionar las señales especificadas por el gestor de red pertinente. El gestor de red pertinente podrá decidir su participación a su entera discreción.

Artículo 43

Disposiciones comunes de la simulación de conformidad

1. La simulación del rendimiento de los módulos de generación de electricidad individuales en una instalación de generación de electricidad deberá estar orientada a demostrar el cumplimiento de los requisitos del presente Reglamento.
2. No obstante los requisitos mínimos establecidos en el presente Reglamento para la simulación de conformidad, el gestor de red pertinente podrá:
 - a) permitir al propietario de la instalación de generación de electricidad que efectúe una serie alternativa de simulaciones, siempre que dichas simulaciones resulten eficaces y sean suficientes para demostrar que un módulo de generación de electricidad es conforme a los requisitos del presente Reglamento o de la legislación nacional, y
 - b) exigir al propietario de la instalación de generación de electricidad que efectúe nuevas series de simulaciones o series de simulaciones alternativas en los casos en los que la información suministrada al gestor de red pertinente en relación con la simulación de conformidad con arreglo a las disposiciones del título IV, capítulos 5, 6 y 7, no sea suficiente para demostrar la conformidad con los requisitos del presente Reglamento.
3. Para demostrar la conformidad con los requisitos del presente Reglamento, el propietario de la instalación de generación de electricidad deberá presentar un informe con los resultados de la simulación de cada módulo de generación de electricidad individual en la instalación de generación de electricidad. El propietario de la instalación de generación de electricidad deberá elaborar y presentar un modelo de simulación válido para cada módulo de generación de electricidad. Las características de los modelos de simulación están establecidas en el artículo 15, apartado 6, letra c).
4. El gestor de red pertinente tendrá derecho a comprobar que un módulo de generación de electricidad cumple los requisitos del presente Reglamento, efectuando a tal efecto sus propias simulaciones de conformidad sobre la base de los informes de simulación, los modelos de simulación y las medidas de las pruebas de conformidad que se hayan presentado.
5. El gestor de red pertinente deberá presentar al propietario de la instalación de generación de electricidad datos técnicos y un modelo de simulación de la red, en la medida en que sea necesario, para efectuar las simulaciones solicitadas de conformidad con el título IV, capítulos 5, 6 o 7.

CAPÍTULO 2

Pruebas de conformidad de módulos de generación de electricidad síncronos

Artículo 44

Pruebas de conformidad de los módulos de generación de electricidad síncronos de tipo B

1. Los propietarios de las instalaciones de generación de electricidad deberán llevar a cabo pruebas de conformidad de la respuesta en MRPFL-O en relación con los módulos de generación de electricidad síncronos de tipo B.

En lugar de llevar a cabo la prueba correspondiente, los propietarios de las instalaciones de generación de electricidad podrán emplear los certificados de equipo expedidos por un certificador autorizado para demostrar la conformidad con el requisito correspondiente. En ese caso, se deberán proporcionar los certificados de equipo al gestor de red pertinente.

2. Serán de aplicación los siguientes requisitos en relación con la prueba de respuesta en MRPFL-O:
 - a) se deberá demostrar la capacidad técnica del módulo de generación de electricidad para modular continuamente la potencia activa a fin de contribuir al control de la frecuencia en caso de un gran aumento de la misma en el sistema. Se deberán verificar los parámetros de régimen permanente de los controles, tales como el estatismo y la banda muerta, y los parámetros dinámicos, incluida la respuesta a las variaciones bruscas de frecuencia;

- b) la prueba deberá llevarse a cabo mediante la simulación de escalones y rampas de frecuencia lo suficientemente grandes para activar un cambio de al menos el 10 % de la capacidad máxima en la potencia activa, teniendo en cuenta los ajustes del estatismo y la banda muerta. Si fuese necesario, las señales de variación de frecuencia simuladas se deberán inyectar simultáneamente en el regulador de velocidad y el controlador de carga de los sistemas de control, teniendo en cuenta el esquema de dichos sistemas de control;
- c) La prueba se considerará correcta si se cumplen las condiciones siguientes:
 - i) los resultados de la prueba, tanto para parámetros dinámicos como estáticos, cumplen los requisitos establecidos en el artículo 13, apartado 2, y
 - ii) no se producen oscilaciones no amortiguadas después de la respuesta a una variación brusca.

Artículo 45

Pruebas de conformidad de los módulos de generación de electricidad síncronos de tipo C

1. Además de las pruebas de conformidad de los módulos de generación de electricidad síncronos de tipo B descritas en el artículo 44, los propietarios de las instalaciones de generación de electricidad deberán llevar a cabo las pruebas de conformidad establecidas en los apartados 2, 3, 4 y 6 del presente artículo en relación con los módulos de generación de electricidad síncronos de tipo C. Si un módulo de generación de electricidad tuviera capacidad de arranque autónomo, los propietarios de las instalaciones de generación de electricidad también deberán efectuar las pruebas mencionadas en el apartado 5. En lugar de efectuar la prueba pertinente, el propietario de la instalación de generación de electricidad podrá utilizar los certificados de equipo expedidos por un certificador autorizado para demostrar la conformidad con el requisito correspondiente. En ese caso, se deberán proporcionar los certificados de equipo al gestor de red pertinente.
2. Serán de aplicación los siguientes requisitos en relación con la respuesta en MRPFL-U:
 - a) se deberá demostrar que el módulo de generación de electricidad es técnicamente capaz de modular de forma continua la potencia activa en los puntos de funcionamiento por debajo de la capacidad máxima a fin de contribuir al control de la frecuencia en caso de una gran caída de frecuencia del sistema;
 - b) la prueba deberá llevarse a cabo mediante la simulación de los puntos de carga de potencia activa adecuados, con escalones y rampas de baja frecuencia lo suficientemente grandes para activar un cambio de al menos el 10 % de la capacidad máxima en la potencia activa, teniendo en cuenta los ajustes del estatismo y la banda muerta. Si fuese necesario, se deberán inyectar simultáneamente, en relación con los valores de referencia del regulador de velocidad y del controlador de carga, señales simuladas de variación de frecuencia;
 - c) la prueba se considerará correcta si se cumplen las condiciones siguientes:
 - i) los resultados de la prueba, tanto para parámetros dinámicos como estáticos, cumplen lo establecido en el artículo 15, apartado 2, letra c), y
 - ii) no se producen oscilaciones no amortiguadas después de la respuesta a una variación brusca.
3. Serán de aplicación los siguientes requisitos en relación con la respuesta en MRPF:
 - a) se deberá demostrar que el módulo de generación de electricidad es técnicamente capaz de modular de forma continua la potencia activa en todo el rango de funcionamiento entre la capacidad máxima y el nivel mínimo de regulación a fin de contribuir al control de la frecuencia. Se deberán verificar los parámetros de régimen permanente de los controles, tales como el estatismo y la banda muerta, y los parámetros dinámicos, incluida la robustez durante la respuesta a las variaciones bruscas de frecuencia y las variaciones de frecuencia grandes y rápidas;
 - b) la prueba deberá llevarse a cabo mediante la simulación de escalones y rampas de frecuencia lo suficientemente grandes para activar todo el rango de respuesta de la potencia activa con la variación de frecuencia, teniendo en cuenta los ajustes del estatismo y la banda muerta, así como la capacidad de aumentar o disminuir la salida de potencia activa desde el punto de funcionamiento correspondiente. Si fuese necesario, se deberán inyectar simultáneamente, en relación con los valores de referencia del regulador de velocidad y del controlador de carga del sistema de control de la unidad o instalación, señales simuladas de variación de frecuencia;
 - c) la prueba se considerará correcta si se cumplen las condiciones siguientes:
 - i) el tiempo de activación de todo el rango de respuesta de la potencia activa con la variación de frecuencia como consecuencia de una variación brusca de frecuencia no es superior al estipulado en el artículo 15, apartado 2, letra d),
 - ii) no se producen oscilaciones no amortiguadas después de la respuesta a una variación brusca,

- iii) el tiempo de retraso inicial es conforme a lo previsto en el artículo 15, apartado 2, letra d),
 - iv) los ajustes del estatismo están disponibles dentro del rango especificado en el artículo 15, apartado 2, letra d), y la banda muerta (umbral) no es superior al valor especificado en dicho artículo, y
 - v) la insensibilidad de la respuesta de la potencia activa con la variación de frecuencia en cualquier punto de funcionamiento aplicable no supera los requisitos establecidos en el artículo 15, apartado 2, letra d).
4. En cuanto a la prueba de control de potencia-frecuencia, se aplicarán los requisitos siguientes:
- a) se deberá demostrar la capacidad técnica del módulo de generación de electricidad para participar en el control de potencia-frecuencia, y se deberá comprobar la coordinación entre el MRPF y el control de potencia-frecuencia;
 - b) la prueba se considerará correcta si los resultados, tanto para parámetros dinámicos como estáticos, cumplen los requisitos establecidos en el artículo 15, apartado 2, letra e).
5. En cuanto a la prueba de capacidad de arranque autónomo, se aplicarán los requisitos siguientes:
- a) en el caso de los módulos de generación de electricidad con capacidad de arranque autónomo, se deberá demostrar esta capacidad técnica de puesta en marcha desde su estado desconectado sin suministro de energía eléctrica externo;
 - b) la prueba se considerará correcta si el tiempo de puesta en marcha se mantiene dentro del período establecido en el artículo 15, apartado 5, letra a), inciso iii).
6. En cuanto a la prueba de cambio a operación sobre consumos propios, se aplicarán los requisitos siguientes:
- a) se deberá demostrar la capacidad técnica de los módulos de generación de electricidad para cambiar y funcionar de forma estable con consumos propios;
 - b) la prueba se deberá efectuar con la capacidad máxima y la potencia reactiva nominal del módulo de generación de electricidad antes del deslastre de carga;
 - c) el gestor de red pertinente tendrá derecho a establecer condiciones adicionales, teniendo en cuenta el artículo 15, apartado 5, letra c);
 - d) la prueba se considerará correcta si el cambio a operación con consumos propios se realiza correctamente, se ha demostrado el funcionamiento estable con consumos propios en el período de tiempo establecido en el artículo 15, apartado 5, letra c), y la resincronización con la red se ha realizado correctamente.
7. En cuanto a la prueba de capacidad de potencia reactiva, se aplicarán los requisitos siguientes:
- a) se deberá demostrar la capacidad técnica del módulo de generación de electricidad para proporcionar capacidad de potencia reactiva en adelanto y atraso de conformidad con el artículo 18, apartado 2, letras b) y c);
 - b) la prueba se considerará correcta si se cumplen las condiciones siguientes:
 - i) el módulo de generación de electricidad funciona a la potencia reactiva máxima durante al menos una hora, tanto en adelanto como en atraso, en lo siguiente:
 - nivel mínimo de funcionamiento estable,
 - capacidad máxima, y
 - un punto de funcionamiento de potencia activa entre los niveles máximo y mínimo,
 - ii) se deberá demostrar la capacidad del módulo de generación de electricidad para cambiar a cualquier valor de consigna de potencia reactiva dentro del rango de potencia reactiva acordado o decidido.

Artículo 46

Pruebas de conformidad de los módulos de generación de electricidad síncronos de tipo D

1. Los módulos de generación de electricidad síncronos de tipo D están sujetos a las pruebas de conformidad de los módulos de generación de electricidad síncronos de tipo B y D descritas en los artículos 44 y 45.

2. En lugar de efectuar la prueba pertinente, el propietario de la instalación de generación de electricidad podrá utilizar los certificados de equipo expedidos por un certificador autorizado para demostrar la conformidad con el requisito correspondiente. En ese caso, se deberán proporcionar los certificados de equipo al gestor de red pertinente.

CAPÍTULO 3

Pruebas de conformidad de módulos de parque eléctrico

Artículo 47

Pruebas de conformidad de los módulos de parque eléctrico de tipo B

1. Los propietarios de instalaciones de generación de electricidad deberán llevar a cabo pruebas de conformidad de la respuesta en MRPFL-O en relación con los módulos de parque eléctrico de tipo B.

En lugar de efectuar la prueba pertinente, el propietario de la instalación de generación de electricidad podrá utilizar los certificados de equipo expedidos por un certificador autorizado para demostrar la conformidad con el requisito correspondiente. En ese caso, se deberán proporcionar los certificados de equipo al gestor de red pertinente.

2. En cuanto a los módulos de parque eléctrico de tipo B, las pruebas de respuesta en MRPFL-O deberán reflejar la opción de esquema de control seleccionada por el gestor de red pertinente.

3. En cuanto a las pruebas de respuesta en MRPFL-O, se aplicarán los requisitos siguientes:

- a) se deberá demostrar la capacidad técnica del módulo de parque eléctrico para modular de forma continua la potencia activa a fin de contribuir al control de la frecuencia en caso de aumento de la misma en el sistema; se deberán verificar los parámetros de régimen permanente de los controles, tales como el estatismo y la banda muerta, y los parámetros dinámicos;
- b) la prueba deberá llevarse a cabo mediante la simulación de escalones y rampas de frecuencia lo suficientemente grandes para activar un cambio de al menos el 10 % de la capacidad máxima en la potencia activa, teniendo en cuenta los ajustes del estatismo y la banda muerta. Para efectuar esta prueba se inyectarán simultáneamente, en relación con los valores de referencia del sistema de control, señales simuladas de variación de frecuencia;
- c) la prueba se considerará correcta si los resultados de la misma, tanto para parámetros dinámicos como estáticos, cumplen los requisitos establecidos en el artículo 13, apartado 2.

Artículo 48

Pruebas de conformidad de los módulos de parque eléctrico de tipo C

1. Además de las pruebas de conformidad de los módulos de parque eléctrico de tipo B descritos en el artículo 47, los propietarios de las instalaciones de generación de electricidad deberán llevar a cabo las pruebas de conformidad establecidas en los apartados 2 a 9 en relación con los módulos de parque eléctrico de tipo C. En lugar de efectuar la prueba pertinente, el propietario de la instalación de generación de electricidad podrá utilizar los certificados de equipo expedidos por un certificador autorizado para demostrar la conformidad con el requisito correspondiente. En ese caso, se deberá proporcionar el certificado de equipo al gestor de red pertinente.

2. En cuanto a las pruebas de capacidad de control y del rango de control de la potencia activa, se aplicarán los requisitos siguientes:

- a) se deberá demostrar la capacidad técnica del módulo de parque eléctrico para funcionar a un nivel de carga inferior al valor de consigna establecido por el gestor de red o el GRT pertinentes;
- b) la prueba se considerará correcta si se cumplen las condiciones siguientes:
 - i) el nivel de carga del módulo de parque eléctrico se mantiene por debajo del valor de consigna,
 - ii) el valor de consigna se implementa de acuerdo con los requisitos establecidos en el artículo 15, apartado 2, letra a), y
 - iii) la precisión de la regulación es conforme al valor especificado en el artículo 15, apartado 2, letra a).

3. En cuanto a la prueba de respuesta en MRPFL-U, se aplicarán los requisitos siguientes:

- a) se deberá demostrar la capacidad técnica del módulo de parque eléctrico para modular continuamente la potencia activa a fin de contribuir al control de la frecuencia en caso de una gran caída de la misma en el sistema;

- b) la prueba deberá llevarse a cabo mediante la simulación de escalones y rampas de frecuencia lo suficientemente grandes para activar un cambio de al menos el 10 % de la capacidad máxima en la potencia activa con un punto de inicio de no más del 80 % de la capacidad máxima, teniendo en cuenta los ajustes del estatismo y la banda muerta;
 - c) la prueba se considerará correcta si se cumplen las condiciones siguientes:
 - i) los resultados de la prueba, tanto para parámetros dinámicos como estáticos, cumplen los requisitos establecidos en el artículo 15, apartado 2, letra c), y
 - ii) no se producen oscilaciones no amortiguadas después de la respuesta a una variación brusca.
4. En cuanto a la prueba de respuesta en MRPF, se aplicarán los requisitos siguientes:
- a) se deberá demostrar la capacidad técnica del módulo de parque eléctrico para modular de forma continua la potencia activa en todo el rango de funcionamiento entre la capacidad máxima y el nivel mínimo de regulación para contribuir al control de la frecuencia. Se deberán verificar los parámetros de régimen permanente de los controles, tales como la insensibilidad, el estatismo, la banda muerta y el rango de regulación, así como los parámetros dinámicos, incluida la respuesta a las variaciones bruscas de frecuencia;
 - b) la prueba deberá llevarse a cabo mediante la simulación de escalones y rampas de frecuencia lo suficientemente grandes para activar todo el rango de respuesta de la potencia activa a la frecuencia, teniendo en cuenta los ajustes del estatismo y la banda muerta. Para realizar esta prueba se deberán inyectar señales de desviación de frecuencia simuladas;
 - c) la prueba se considerará correcta si se cumplen las condiciones siguientes:
 - i) el tiempo de activación de todo el rango de respuesta de la potencia activa a la frecuencia a consecuencia de una variación brusca de frecuencia no es superior al estipulado en el artículo 15, apartado 2, letra d),
 - ii) no se producen oscilaciones no amortiguadas después de la respuesta a una variación brusca,
 - iii) el retraso inicial es conforme a lo previsto en el artículo 15, apartado 2, letra d),
 - iv) los ajustes del estatismo están disponibles dentro de los rangos especificados en el artículo 15, apartado 2, letra d), y la banda muerta (umbral) no es superior al valor elegido por el GRT, y
 - v) la insensibilidad de la respuesta de la potencia activa con la variación de frecuencia no supera el requisito establecido en el artículo 15, apartado 2, letra d).
5. En cuanto a la prueba de control de potencia-frecuencia, se aplicarán los requisitos siguientes:
- a) se deberá demostrar la capacidad técnica del módulo de parque eléctrico para participar en el control de potencia-frecuencia. Se deberá comprobar la colaboración del MRPF y el control de potencia-frecuencia;
 - b) la prueba se considerará correcta si los resultados, tanto para parámetros dinámicos como estáticos, cumplen los requisitos establecidos en el artículo 15, apartado 2, letra e).
6. En cuanto a la prueba de capacidad de potencia reactiva, se aplicarán los requisitos siguientes:
- a) se deberá demostrar la capacidad técnica del módulo de parque eléctrico para proporcionar capacidad de potencia reactiva en adelanto y atraso de conformidad con el artículo 21, apartado 3, letras b) y c);
 - b) se deberá realizar a la potencia reactiva máxima, tanto en adelanto como en atraso, y se deberán verificar los parámetros siguientes:
 - i) funcionamiento por encima del 60 % de la capacidad máxima durante 30 minutos,
 - ii) funcionamiento dentro del rango del 30 al 50 % de la capacidad máxima durante 30 minutos, y
 - iii) funcionamiento dentro del rango del 10 al 20 % de la capacidad máxima durante 60 minutos;
 - c) la prueba se considerará correcta si se cumplen los criterios siguientes:
 - i) el módulo de parque eléctrico funciona durante un tiempo no inferior a la duración solicitada a la potencia reactiva máxima, tanto en adelanto como en atraso, en cada parámetro especificado en el apartado 6, letra b),
 - ii) la capacidad del módulo de parque eléctrico para cambiar a cualquier valor de consigna de potencia reactiva dentro del rango de potencia reactiva acordado o decidido, y
 - iii) no actúa el sistema de protección dentro de los límites de funcionamiento especificados por el diagrama de capacidad de potencia reactiva.

7. En cuanto a la prueba del modo de control de tensión, se aplicarán los requisitos siguientes:
- a) se deberá demostrar la capacidad del módulo de parque eléctrico para funcionar en el modo de control de tensión mencionado en las condiciones establecidas en el artículo 21, apartado 3, letra d), incisos ii) a iv);
 - b) en la prueba del modo de control de tensión se deberán verificar los parámetros siguientes:
 - i) la pendiente y banda muerta aplicadas de conformidad con el artículo 21, apartado 3, letra d), inciso iii),
 - ii) la precisión de la regulación,
 - iii) la insensibilidad de la regulación, y
 - iv) el tiempo de activación de la potencia reactiva;
 - c) la prueba se considerará correcta si se cumplen las condiciones siguientes:
 - i) el rango de regulación, el estatismo y la banda muerta ajustables cumplen los parámetros característicos acordados o decididos que se establecen en el artículo 21, apartado 3, letra d),
 - ii) la insensibilidad del control de tensión no es superior a 0,01 pu, de conformidad con el artículo 21, apartado 3, letra d), y
 - iii) tras una variación brusca de tensión, se ha logrado el 90 % de la variación de la salida de potencia reactiva dentro de los tiempos y las tolerancias especificados en el artículo 21, apartado 3, letra d).
8. En cuanto a la prueba del modo de control de potencia reactiva, se aplicarán los requisitos siguientes:
- a) se deberá demostrar la capacidad del módulo de parque eléctrico para funcionar en el modo de control de potencia reactiva, de conformidad con el artículo 21, apartado 3, letra d), inciso v);
 - b) la prueba del modo de control de potencia reactiva deberá ser complementaria a la prueba de capacidad de potencia reactiva;
 - c) en la prueba del modo de control de potencia reactiva se deberán verificar los parámetros siguientes:
 - i) el rango y el incremento del valor de consigna de la potencia reactiva,
 - ii) la precisión de la regulación, y
 - iii) el tiempo de activación de la potencia reactiva;
 - d) la prueba se considerará correcta si se cumplen las condiciones siguientes:
 - i) el rango y el incremento del valor de consigna de la potencia reactiva son conformes a lo previsto en el artículo 21, apartado 3, letra d), y
 - ii) la precisión de la regulación cumple las condiciones establecidas en el artículo 21, apartado 3, letra d).
9. En cuanto a la prueba del modo de control del factor de potencia, se aplicarán los requisitos siguientes:
- a) se deberá demostrar la capacidad del módulo de parque eléctrico para funcionar en el modo de control del factor de potencia, de conformidad con el artículo 21, apartado 3, letra d), inciso vi);
 - b) en la prueba del modo de control del factor de potencia se deberán verificar los parámetros siguientes:
 - i) el rango del valor de consigna del factor de potencia,
 - ii) la precisión de la regulación, y
 - iii) la respuesta de la potencia reactiva debida a un cambio de paso de la potencia activa;
 - c) la prueba se considerará correcta si se cumplen de manera acumulativa las condiciones siguientes:
 - i) el rango y el incremento del valor de consigna del factor de potencia son conformes a lo previsto en el artículo 21, apartado 3, letra d),
 - ii) el tiempo de activación de la potencia reactiva a consecuencia de una variación brusca de la potencia activa no supera el requisito establecido en el artículo 21, apartado 3, letra d), y
 - iii) la precisión de la regulación es conforme al valor especificado en el artículo 21, apartado 3, letra d).

10. En cuanto a las pruebas mencionadas en los apartados 7, 8 y 9, el gestor de red pertinente podrá seleccionar solo una de las tres opciones de control para las pruebas.

Artículo 49

Pruebas de conformidad de los módulos de parque eléctrico de tipo D

1. Los módulos de parque eléctrico de tipo D estarán sujetos a las pruebas de conformidad de los módulos de parque eléctrico de tipo B y C de acuerdo con las condiciones establecidas en los artículos 47 y 48.
2. En lugar de efectuar la prueba pertinente, el propietario de la instalación de generación de electricidad podrá utilizar los certificados de equipo expedidos por un certificador autorizado para demostrar la conformidad con el requisito correspondiente. En ese caso, se deberán proporcionar los certificados de equipo al gestor de red pertinente.

CAPÍTULO 4

Pruebas de conformidad de módulos de parque eléctrico en alta mar

Artículo 50

Pruebas de conformidad de los módulos de parque eléctrico en alta mar

Las pruebas de conformidad establecidas en el artículo 44, apartado 2, así como en el artículo 48, apartados 2, 3, 4, 5, 7, 8 y 9, se aplicarán a los módulos de parque eléctrico en alta mar.

CAPÍTULO 5

Simulaciones de conformidad de módulos de generación de electricidad síncronos

Artículo 51

Simulaciones de conformidad de los módulos de generación de electricidad síncronos de tipo B

1. Los propietarios de las instalaciones de generación de electricidad deberán llevar a cabo simulaciones de la respuesta en MRPFL-O en relación con los módulos de generación de electricidad síncronos de tipo B. En lugar de efectuar la prueba pertinente, el propietario de la instalación de generación de electricidad podrá utilizar los certificados de equipo expedidos por un certificador autorizado para demostrar la conformidad con el requisito correspondiente. En ese caso, se deberán proporcionar los certificados de equipo al gestor de red pertinente.
2. En cuanto a la simulación de la respuesta en MRPFL-O, se aplicarán los requisitos siguientes:
 - a) se deberá demostrar mediante simulación la capacidad del módulo de generación de electricidad para modular la potencia activa a una frecuencia alta de conformidad con el artículo 13, apartado 2;
 - b) la simulación se llevará a cabo mediante escalones y rampas de frecuencia alta que alcancen el nivel mínimo de regulación y teniendo en cuenta los ajustes de estatismo y la banda muerta;
 - c) la simulación se considerará correcta si se cumple lo siguiente:
 - i) el modelo de simulación del módulo de generación de electricidad se valida en relación con la prueba de conformidad de la respuesta en MRPFL-O descrita en el artículo 44, apartado 2, y
 - ii) se demuestra el cumplimiento del requisito establecido en el artículo 13, apartado 2.
3. En cuanto a la simulación de la capacidad para soportar huecos de tensión de los módulos de generación de electricidad síncronos de tipo B, se aplicarán los requisitos siguientes:
 - a) se deberá demostrar mediante simulación la capacidad para soportar huecos de tensión del módulo de generación de electricidad de conformidad con las condiciones establecidas en el artículo 14, apartado 3, letra a);
 - b) la simulación se considerará correcta si se demuestra el cumplimiento del requisito establecido en el artículo 14, apartado 3, letra a).

4. En cuanto a la simulación de la recuperación de potencia activa posterior a una falta, se aplicarán los requisitos siguientes:
- a) se deberá demostrar la capacidad del módulo de generación de electricidad para simular la recuperación de potencia activa posterior a la falta mencionada en las condiciones establecidas en el artículo 17, apartado 3;
 - b) la simulación se considerará correcta si se demuestra el cumplimiento del requisito establecido en el artículo 17, apartado 3.

Artículo 52

Simulaciones de conformidad de los módulos de generación de electricidad síncronos de tipo C

1. Además de las simulaciones de conformidad de los módulos de generación de electricidad síncronos de tipo B establecidas en el artículo 51, los módulos de generación de electricidad síncronos de tipo C estarán sujetos a las simulaciones de conformidad detalladas en los apartados de 2 a 5. En lugar de todas o parte de estas simulaciones, el propietario de la instalación de generación de electricidad podrá utilizar certificados de equipo expedidos por un certificador autorizado, que se deberán presentar al gestor de red pertinente.
2. En cuanto a la simulación de la respuesta en MRPFL-U, se aplicarán los requisitos siguientes:
- a) se deberá demostrar la capacidad del módulo de generación de electricidad para modular la potencia activa a frecuencias bajas de conformidad con el artículo 15, apartado 2, letra c);
 - b) la simulación se llevará a cabo mediante escalones y rampas de frecuencia baja que alcancen la capacidad máxima y teniendo en cuenta los ajustes del estatismo y la banda muerta;
 - c) la simulación se considerará correcta si se cumple lo siguiente:
 - i) el modelo de simulación del módulo de generación de electricidad se valida en relación con la prueba de conformidad de la respuesta en MRPFL-U descrita en el artículo 45, apartado 2, y
 - ii) se demuestra la conformidad con el requisito del artículo 15, apartado 2, letra c).
3. En cuanto a la simulación de la respuesta en MRPF, se aplicarán los requisitos siguientes:
- a) se deberá demostrar la capacidad del módulo de generación de electricidad para modular la potencia activa en todo el rango de frecuencia de conformidad con el artículo 15, apartado 2, letra d);
 - b) la simulación deberá llevarse a cabo mediante la simulación de escalones y rampas de frecuencia lo suficientemente grandes para activar todo el rango de respuesta de la potencia activa con la variación de frecuencia, teniendo en cuenta los ajustes del estatismo y la banda muerta;
 - c) la simulación se considerará correcta si se cumple lo siguiente:
 - i) el modelo de simulación del módulo de generación de electricidad se valida en relación con la prueba de conformidad de la respuesta en MRPF descrita en el artículo 45, apartado 3, y
 - ii) se demuestra la conformidad con el requisito del artículo 15, apartado 2, letra d).
4. En cuanto a la simulación del funcionamiento en isla, se aplicarán los requisitos siguientes:
- a) se deberá demostrar el rendimiento del módulo de generación de electricidad durante el funcionamiento en isla mencionado en las condiciones establecidas en el artículo 15, apartado 5, letra b);
 - b) la simulación se considerará correcta si el módulo de generación de electricidad reduce o aumenta la salida de potencia activa desde su punto de funcionamiento anterior hasta cualquier nuevo punto de funcionamiento dentro del diagrama de capacidad P-Q sin exceder los límites del artículo 15, apartado 5, letra b), ni desconectarse del módulo de generación de electricidad de la isla debido a sobrefrecuencias o subfrecuencias.

5. En cuanto a la simulación de capacidad de potencia reactiva, se aplicarán los requisitos siguientes:
 - a) se deberá demostrar la capacidad del módulo de generación de electricidad para proporcionar capacidad de potencia reactiva en adelanto y en atraso de conformidad con las condiciones establecidas en el artículo 18, apartado 2, letras b) y c);
 - b) la simulación se considerará correcta si se cumplen las condiciones siguientes:
 - i) el modelo de simulación del módulo de generación de electricidad se valida en relación con las pruebas de conformidad de capacidad de potencia reactiva descritas en el artículo 45, apartado 7, y
 - ii) se demuestra la conformidad con los requisitos del artículo 18, apartado 2, letras b) y c).

Artículo 53

Simulaciones de conformidad de los módulos de generación de electricidad síncronos de tipo D

1. Además de las simulaciones de conformidad de los módulos de generación de electricidad síncronos de tipos B y C establecidas en los artículos 51 y 52, excepto la simulación de la capacidad para soportar huecos de tensión de los módulos de generación de electricidad de tipo B mencionada en el artículo 51, apartado 3, los módulos de generación de electricidad síncronos de tipo D están sujetos a las simulaciones de conformidad establecidas en los apartados 2 y 3. En lugar de todas o parte de estas simulaciones, el propietario de la instalación de generación de electricidad podrá utilizar certificados de equipo expedidos por un certificador autorizado, que se deberán presentar al gestor de red pertinente.
2. En cuanto a la simulación de control de amortiguamiento de oscilaciones de potencia, se aplicarán los requisitos siguientes:
 - a) se deberá demostrar que, en cuanto a su sistema de control («función de PSS»), el funcionamiento del módulo de generación de electricidad es capaz de amortiguar las oscilaciones de potencia activa de conformidad con las condiciones establecidas en el artículo 19, apartado 2;
 - b) el ajuste debe mejorar el amortiguamiento de la respuesta a la potencia activa correspondiente del AVR en combinación con la función de PSS, comparado con la respuesta a la potencia activa de solo el AVR;
 - c) La simulación se considerará correcta si se cumplen de manera acumulativa las condiciones siguientes:
 - i) la función de PSS amortigua las oscilaciones de potencia activa existentes del módulo de generación de electricidad dentro del rango de frecuencia especificado por el GRT pertinente. Dicho rango de frecuencia incluirá las frecuencias del modo local del módulo de generación de electricidad y de las oscilaciones de red previstas, y
 - ii) una reducción de carga repentina del módulo de generación de electricidad de entre 1 y 0,6 pu de la capacidad máxima no genera oscilaciones no amortiguadas en la potencia activa o reactiva del módulo de generación de electricidad.
3. En cuanto a la simulación de la capacidad para soportar huecos de tensión de los módulos de generación de electricidad síncronos de tipo D, se aplicarán los requisitos siguientes:
 - a) se deberá demostrar la capacidad del módulo de generación de electricidad para soportar huecos de tensión de conformidad con las condiciones establecidas en el artículo 16, apartado 3, letra a);
 - b) la simulación se considerará correcta si se demuestra el cumplimiento del requisito establecido en el artículo 16, apartado 3, letra a).

CAPÍTULO 6

Simulaciones de conformidad de módulos de parque eléctrico

Artículo 54

Simulaciones de conformidad de los módulos de parque eléctrico de tipo B

1. Los módulos de parque eléctrico de tipo B están sujetos a las simulaciones de conformidad establecidas en los apartados 2 a 5. En lugar de todas o parte de estas simulaciones, el propietario de la instalación de generación de electricidad podrá utilizar certificados de equipo expedidos por un certificador autorizado, que se deberán presentar al gestor de red pertinente.

2. En cuanto a la simulación de la respuesta en MRPFL-O, se aplicarán los requisitos siguientes:
 - a) se deberá demostrar mediante simulación la capacidad del módulo de generación de electricidad para modular la potencia activa a una frecuencia alta de conformidad con el artículo 13, apartado 2;
 - b) la simulación se llevará a cabo mediante escalones y rampas de frecuencia alta que alcancen el nivel mínimo de regulación y teniendo en cuenta los ajustes de estatismo y la banda muerta;
 - c) la simulación se considerará correcta si se cumple lo siguiente:
 - i) el modelo de simulación del módulo de parque eléctrico se valida en relación con la prueba de conformidad de la respuesta en MRPFL-O establecida en el artículo 47, apartado 3, y
 - ii) se demuestra el cumplimiento del requisito establecido en el artículo 13, apartado 2.
3. En cuanto a la simulación de inyección de corriente de avería rápida, se aplicarán los requisitos siguientes:
 - a) se deberá demostrar la capacidad del módulo de parque eléctrico para proporcionar una inyección de corriente de avería rápida de conformidad con las condiciones establecidas en el artículo 20, apartado 2, letra b);
 - b) la simulación se considerará correcta si se demuestra la conformidad con el requisito establecido en el artículo 20, apartado 2, letra b).
4. En cuanto a la simulación de la capacidad para soportar huecos de tensión de los módulos de parque eléctrico de tipo B, se aplicarán los requisitos siguientes:
 - a) se deberá demostrar mediante simulación la capacidad para soportar huecos de tensión del módulo de generación de electricidad de conformidad con las condiciones establecidas en el artículo 14, apartado 3, letra a);
 - b) la simulación se considerará correcta si se demuestra el cumplimiento del requisito establecido en el artículo 14, apartado 3, letra a).
5. Se aplicarán los requisitos siguientes en cuanto a la simulación de la recuperación de potencia activa posterior a una avería:
 - a) se deberá demostrar la capacidad del módulo de parque eléctrico para proporcionar la recuperación de potencia activa posterior a una avería de conformidad con las condiciones establecidas en el artículo 20, apartado 3;
 - b) la simulación se considerará correcta si se demuestra el cumplimiento del requisito establecido en el artículo 20, apartado 3.

Artículo 55

Simulaciones de conformidad de los módulos de parque eléctrico de tipo C

1. Además de las simulaciones de conformidad de los módulos de parque eléctrico de tipo B establecidas en el artículo 54, los módulos de parque eléctrico de tipo C están sujetos a las simulaciones de conformidad establecidas en los apartados 2 a 7. En lugar de todas o parte de estas simulaciones, el propietario de la instalación de generación de electricidad podrá utilizar certificados de equipo expedidos por un certificador autorizado, que se deberán presentar al gestor de red pertinente.
2. En cuanto a la simulación de la respuesta en MRPFL-U, se aplicarán los requisitos siguientes:
 - a) se deberá demostrar la capacidad del módulo de parque eléctrico para modular la potencia activa a frecuencias bajas de conformidad con el artículo 15, apartado 2, letra c);
 - b) la simulación se llevará a cabo mediante la simulación de escalones y rampas de frecuencia baja que alcancen la capacidad máxima y teniendo en cuenta los ajustes del estatismo y la banda muerta;
 - c) la simulación se considerará correcta si se cumple lo siguiente:
 - i) el modelo de simulación del módulo de parque eléctrico se valida en relación con la prueba de conformidad de la respuesta en MRPFL-U establecida en el artículo 48, apartado 3, y
 - ii) se demuestra la conformidad con el requisito establecido en el artículo 15, apartado 2, letra c).

3. En cuanto a la simulación de la respuesta en MRPF, se aplicarán los requisitos siguientes:
 - a) se deberá demostrar la capacidad del módulo de parque eléctrico para modular la potencia activa en todo el rango de frecuencia como se menciona en el artículo 15, apartado 2, letra d);
 - b) la simulación deberá llevarse a cabo mediante la simulación de escalones y rampas de frecuencia lo suficientemente grandes para activar todo el rango de respuesta de la potencia activa con la variación de frecuencia, teniendo en cuenta los ajustes del estatismo y la banda muerta;
 - c) la simulación se considerará correcta si se cumple lo siguiente:
 - i) el modelo de simulación del módulo de parque eléctrico se valida en relación con la prueba de conformidad de la respuesta en MRPF establecida en el artículo 48, apartado 4, y
 - ii) se demuestra la conformidad con el requisito establecido en el artículo 15, apartado 2, letra d).
4. En cuanto a la simulación del funcionamiento en isla, se aplicarán los requisitos siguientes:
 - a) se deberá demostrar el funcionamiento del módulo de parque eléctrico durante el funcionamiento en isla de conformidad con las condiciones establecidas en el artículo 15, apartado 5, letra b);
 - b) la simulación se considerará correcta si el módulo de parque eléctrico reduce o aumenta la salida de potencia activa desde su punto de funcionamiento anterior hasta cualquier nuevo punto de funcionamiento dentro del diagrama de capacidad P-Q sin exceder los límites establecidos en el artículo 15, apartado 5, letra b), ni desconectarse del módulo de parque eléctrico de la isla en caso de sobrefrecuencia o subfrecuencia.
5. En cuanto a la simulación de la capacidad de para emular inercia, se aplicarán los requisitos siguientes:
 - a) se deberá demostrar la capacidad del modelo del módulo de parque eléctrico para emular inercia a un incidente de frecuencia baja como se establece en el artículo 21, apartado 2, letra a);
 - b) la simulación se considerará correcta si el modelo demuestra que cumple las condiciones establecidas en el artículo 21, apartado 2.
6. En cuanto a la simulación de capacidad de potencia reactiva, se aplicarán los requisitos siguientes:
 - a) el módulo de parque eléctrico deberá demostrar que puede proporcionar la capacidad de potencia reactiva en adelanto y en atraso como se establece en el artículo 21, apartado 3, letras b) y c);
 - b) la simulación se considerará correcta si se cumplen de manera acumulativa las condiciones siguientes:
 - i) el modelo de simulación del módulo de parque eléctrico se valida en relación con las pruebas de conformidad de capacidad de potencia reactiva establecidas en el artículo 48, apartado 6, y
 - ii) se demuestra la conformidad con los requisitos establecidos en el artículo 21, apartado 3, letras b) y c).
7. En cuanto a la simulación de control de amortiguamiento de oscilaciones de potencia, se aplicarán los requisitos siguientes:
 - a) el modelo del módulo de parque eléctrico deberá demostrar que puede proporcionar la capacidad de amortiguamiento de oscilaciones de potencia activa de conformidad con el artículo 21, apartado 3, letra f);
 - b) la simulación se considerará correcta en caso de que el modelo demuestre la conformidad con las condiciones descritas en el artículo 21, apartado 3, letra f).

*Artículo 56***Simulaciones de conformidad de los módulos de parque eléctrico de tipo D**

1. Además de las simulaciones de conformidad de los módulos de parque eléctrico de tipo B y C establecidas en los artículos 54 y 55, excepto la capacidad para soportar huecos de tensión de los módulos de parque eléctrico de tipo B mencionada en el artículo 54, apartado 4, los módulos de parque eléctrico de tipo D estarán sujetos a la simulación de conformidad de la capacidad para soportar huecos de tensión de los módulos de parque eléctrico.
2. En lugar de todas o parte de estas simulaciones mencionadas en el apartado 1, el propietario de la instalación de generación de electricidad podrá utilizar certificados de equipo emitidos por un certificador autorizado, que se deberán proporcionar al gestor de red pertinente.
3. El modelo del módulo de parque eléctrico deberá demostrar que es adecuado para simular la capacidad para soportar huecos de tensión de conformidad con el artículo 16, apartado 3, letra a).
4. La simulación se considerará correcta si el modelo demuestra la conformidad con las condiciones establecidas en el artículo 16, apartado 3, letra a).

*CAPÍTULO 7****Simulaciones de conformidad de módulos de parque eléctrico en alta mar****Artículo 57***Simulaciones de conformidad aplicables a los módulos de parque eléctrico en alta mar**

Las simulaciones de conformidad especificadas en el artículo 54, apartados 3 y 5, así como en el artículo 55, apartados 4, 5 y 7, se aplicarán a todos los módulos de parque eléctrico en alta mar.

*CAPÍTULO 8****Orientación y supervisión no vinculantes de la implementación****Artículo 58***Orientación no vinculante sobre la implementación**

1. En el plazo de seis meses desde la entrada en vigor del presente Reglamento, la REGRT de Electricidad elaborará y, posteriormente cada dos años, proporcionará una orientación escrita no vinculante a sus miembros y otros gestores de redes relativa a los elementos del presente Reglamento que requieran decisiones nacionales. La REGRT de Electricidad publicará esta orientación en su sitio web.
2. La REGRT de Electricidad consultará a las partes interesadas cuando proporcione la orientación no vinculante.
3. La orientación no vinculante explicará las cuestiones técnicas, condiciones e interdependencias que se deben tener en cuenta para cumplir los requisitos del presente Reglamento en el ámbito nacional.

*Artículo 59***Supervisión**

1. La REGRT de Electricidad supervisará la aplicación del presente Reglamento de acuerdo con el artículo 8, apartado 8, del Reglamento (CE) n.º 714/2009. La supervisión abarcará los siguientes aspectos concretos:
 - a) identificación de divergencias en la aplicación nacional del presente Reglamento;
 - b) evaluación de la continuidad de la validez de la elección de valores y rangos de los requisitos aplicables a los módulos de generación de electricidad recogidos en el presente Reglamento.
2. La Agencia, en colaboración con la REGRT de Electricidad, elaborará en el plazo de 12 meses desde la entrada en vigor del presente Reglamento una lista de la información relevante que deberá ser comunicada a la Agencia por la REGRT de Electricidad en virtud del artículo 8, apartado 9, y el artículo 9, apartado 1, del Reglamento (CE) n.º 714/2009. La lista de información relevante podrá ser objeto de actualizaciones. La REGRT de Electricidad mantendrá un archivo digital exhaustivo en un formato normalizado con la información solicitada por la Agencia.

3. Los GRT pertinentes deberán enviar a la REGRT de Electricidad la información necesaria para que esta pueda realizar las tareas mencionadas en los apartados 1 y 2.

Sobre la base de una solicitud de la autoridad reguladora, los GRD facilitarán a los GRT la información contemplada en el apartado 2, a menos que dicha información ya haya sido obtenida por las autoridades reguladoras, la Agencia o la REGRT-E en el desempeño de sus respectivas funciones de supervisión de la implementación, con el objetivo de evitar la duplicación de información.

4. Cuando la REGRT de Electricidad o la Agencia comprueben que, sobre la base de la evolución del mercado o de la experiencia adquirida en la aplicación del presente Reglamento, es aconsejable una mayor armonización para fomentar la integración del mercado, presentarán proyectos de modificación del presente Reglamento de conformidad con el artículo 7, apartado 1, del Reglamento (CE) n.º 714/2009.

TÍTULO V

EXCEPCIONES

Artículo 60

Potestad para conceder excepciones

1. Las autoridades reguladoras podrán, a petición de un propietario o posible futuro propietario de instalación de generación de electricidad, un gestor de red o un GRT pertinentes, conceder a los propietarios o posibles futuros propietarios de instalaciones de generación de electricidad, los gestores de redes o los GRT pertinentes una o más excepciones respecto de las disposiciones del presente Reglamento para módulos de generación de electricidad nuevos o existentes de conformidad con los artículos 61 a 63.

2. Cuando proceda en un Estado miembro, podrán concederse y revocarse exenciones de conformidad con los artículos 61 a 63 por otros organismos distintos de la autoridad reguladora.

Artículo 61

Disposiciones generales

1. Cada autoridad reguladora especificará, previa consulta a los gestores de red, a los propietarios de la instalación de generación de energía pertinentes y a otros interesados que considere afectados por el presente Reglamento, los criterios para la concesión de excepciones con arreglo a los artículos 62 y 63. Deberá publicar dichos criterios en su sitio web y notificarlos a la Comisión en el plazo de nueve meses desde la entrada en vigor del presente Reglamento. La Comisión podrá solicitar a la autoridad reguladora que modifique los criterios si considera que no están en sintonía con el presente Reglamento. Esta posibilidad de revisar y modificar los criterios para la concesión de excepciones no afectará a las excepciones que ya se hayan concedido, que seguirán aplicándose hasta la fecha de expiración prevista detallada en la decisión de concesión de la excepción.

2. Si la autoridad reguladora considera que ello es necesario debido a un cambio en las circunstancias relativas a la evolución de los requisitos del sistema, podrá revisar y modificar como máximo una vez al año los criterios para conceder excepciones de conformidad con lo establecido en el apartado 1. Las modificaciones de los criterios no serán aplicables a las excepciones para las que ya se haya presentado una solicitud.

3. La autoridad reguladora podrá decidir que los módulos de generación de electricidad para los que se haya presentado una solicitud de excepción de conformidad con el artículo 62 o 63 no necesiten cumplir los requisitos del presente Reglamento respecto de los cuales se haya solicitado una excepción desde el día de la presentación de la solicitud hasta que la autoridad reguladora tome una decisión.

Artículo 62

Solicitud de una excepción por parte de un propietario de instalación de generación de electricidad

1. Los propietarios o posibles futuros propietarios de instalaciones de generación de electricidad podrán solicitar excepciones respecto de uno o varios de los requisitos del presente Reglamento para los módulos de generación de electricidad de sus instalaciones.

2. La solicitud de excepción se presentará al gestor de red pertinente y deberá incluir lo siguiente:

- a) la identificación del propietario o posible futuro propietario de la instalación de generación de electricidad, y una persona de contacto para las comunicaciones;
- b) una descripción del módulo o los módulos de generación de electricidad para los que se solicita la excepción;

- c) una referencia a las disposiciones del presente Reglamento respecto de las que se solicita una excepción y una descripción detallada de la excepción solicitada;
- d) una motivación detallada, con los documentos justificantes pertinentes, y un análisis de costes y beneficios, de conformidad con los requisitos del artículo 39;
- e) la demostración de que la excepción solicitada no tendrá ningún efecto adverso en el comercio transfronterizo.

3. En un plazo de dos semanas desde la recepción de una solicitud de excepción, el gestor de red pertinente deberá confirmar al propietario o posible futuro propietario de la instalación de generación de electricidad si la solicitud está completa. Si el gestor de red pertinente considera que la solicitud está incompleta, el propietario o posible futuro propietario de la instalación de generación de electricidad deberá enviar la información adicional solicitada en el plazo de un mes desde la recepción de la solicitud de información adicional. Si el propietario o posible futuro propietario de la instalación de generación de electricidad no proporciona la información solicitada dentro del plazo, la solicitud de excepción se considerará retirada.

4. En colaboración con el GRT pertinente y cualquier GRD adyacente afectado, el gestor de red pertinente deberá evaluar la solicitud de excepción y el análisis de costes y beneficios proporcionados, teniendo en cuenta los criterios determinados por la autoridad reguladora de conformidad con el artículo 61.

5. Si una solicitud de excepción afecta a un módulo de generación de electricidad de tipo C o D conectado a una red de distribución, incluida una red de distribución cerrada, la evaluación del gestor de red pertinente deberá ir acompañada de una evaluación de la solicitud de excepción del GRT pertinente. El GRT pertinente presentará su evaluación en los dos meses siguientes a la solicitud de la misma por parte del gestor de red pertinente.

6. En el plazo de seis meses desde la recepción de una solicitud de excepción, el gestor de red pertinente deberá remitir la solicitud a la autoridad reguladora y enviar la evaluación elaborada de conformidad con los apartados 4 y 5. Este plazo podrá prorrogarse un mes si el gestor de red pertinente solicita más información del propietario o posible futuro propietario de la instalación de generación de electricidad, y dos meses si el gestor de red pertinente solicita al GRT pertinente que envíe una evaluación de la solicitud de excepción.

7. La autoridad reguladora deberá tomar una decisión sobre cualquier solicitud de excepción en el plazo de seis meses a partir del día siguiente al de su recepción. Dicho plazo se podrá ampliar en tres meses antes de su caducidad si la autoridad reguladora solicita más información al propietario o futuro propietario de la instalación de generación de electricidad, o a otras partes interesadas. El plazo adicional comenzará cuando se reciba la información completa.

8. El propietario o posible futuro propietario de la instalación de generación de electricidad deberá enviar la información adicional solicitada por la autoridad reguladora en el plazo de dos meses desde dicha solicitud. Si el propietario o posible futuro propietario de la instalación de generación de electricidad no proporcionan la información solicitada dentro del plazo, la solicitud de excepción se considerará retirada salvo que, antes de su vencimiento:

- a) la autoridad de reglamentación decida conceder una prórroga, o
- b) el propietario o posible futuro propietario de la instalación de generación de electricidad informen a la autoridad reguladora, por medio de un escrito motivado, de que la solicitud de excepción está completa.

9. La autoridad reguladora deberá tomar una decisión motivada sobre una solicitud de excepción. Si la autoridad reguladora concede una excepción, deberá especificar su duración.

10. La autoridad reguladora deberá notificar su decisión al propietario o posible futuro propietario de la instalación de generación de electricidad pertinente, al gestor de red y al GRT pertinentes.

11. La autoridad reguladora podrá revocar una decisión de concesión de una excepción si ya no se aplicaran las circunstancias y los motivos subyacentes, tras una recomendación motivada de la Comisión o tras una recomendación motivada de la Agencia, de acuerdo con el artículo 65, apartado 2.

12. En lo que se refiere a los módulos de generación de electricidad de tipo A, la solicitud de excepción con arreglo al presente artículo podrá ser presentada por un tercero en nombre del propietario o posible futuro propietario de un módulo de generación de electricidad. Tal solicitud podrá referirse a un único módulo de generación de electricidad o a módulos de generación de electricidad múltiples idénticos. En este último caso, y siempre que se especifique la capacidad máxima acumulada, el tercero podrá sustituir los datos solicitados en el apartado 2, letra a), por sus datos

Artículo 63

Solicitud de una excepción por parte de un gestor de red o GRT pertinentes

1. Los gestores de redes o GRT pertinentes podrán solicitar excepciones para las clases de módulos de generación de electricidad conectados o que se vayan a conectar a su red.
 2. Los gestores de redes o GRT pertinentes presentarán sus solicitudes de excepción a la autoridad reguladora. Cada solicitud de una excepción deberá incluir lo siguiente:
 - a) la identificación del gestor de red o del GRT pertinentes y de una persona de contacto para las comunicaciones;
 - b) una descripción de los módulos de generación de electricidad para los que se solicita una excepción y la capacidad y el número total de módulos de generación de electricidad instalados;
 - c) el requisito o los requisitos del presente Reglamento respecto de los que se solicite una excepción, con una descripción detallada de la excepción solicitada;
 - d) una motivación detallada, con todos los documentos justificantes pertinentes;
 - e) la demostración de que la excepción solicitada no tendrá ningún efecto adverso en el comercio transfronterizo;
 - f) un análisis de costes y beneficios de conformidad con los requisitos del artículo 39. Si corresponde, el análisis de costes y beneficios se realizará en coordinación con el GRT pertinente y cualquier GRD adyacente.
 3. Si la solicitud de excepción la presenta un GRD o un gestor de red de distribución cerrada pertinentes, la autoridad reguladora deberá, en el plazo de dos semanas a partir del día siguiente al de la recepción de dicha solicitud, pedir al GRT pertinente que evalúe la solicitud de excepción de acuerdo con los criterios determinados por la autoridad reguladora de conformidad con el artículo 61.
 4. En el plazo de dos semanas a partir del día siguiente al de la recepción de dicha solicitud de evaluación, el GRT pertinente deberá confirmar al GRD o gestor de red de distribución cerrada pertinentes si la solicitud de excepción está completa. Si el GRT pertinente considera que está incompleta, el GRD o el gestor de red de distribución cerrada pertinentes deberán enviar la información adicional requerida en un plazo de un mes a partir de la recepción de la solicitud de información adicional.
 5. En el plazo de seis meses desde la recepción de una solicitud de excepción, el GRT pertinente deberá enviar a la autoridad reguladora su evaluación, incluida la documentación pertinente. El plazo de seis meses se podrá ampliar en un mes si el GRT pertinente solicita información adicional al GRD o al gestor de red de distribución cerrada pertinentes.
 6. La autoridad reguladora deberá tomar una decisión sobre una solicitud de excepción en el plazo de seis meses a partir del día siguiente al de su recepción. Si la solicitud de excepción la presenta el GRD o el gestor de red de distribución cerrada pertinentes, el plazo de seis meses contará a partir del día siguiente al de la recepción de la evaluación del GRT pertinente, de conformidad con el apartado 5.
 7. El plazo de seis meses mencionado en el apartado 6 podrá, antes de su caducidad, ampliarse en tres meses adicionales si la autoridad reguladora pide información adicional al gestor de red que solicita la excepción o a otras partes interesadas. Ese plazo adicional contará a partir del día siguiente al de la fecha de recepción de la información completa.
- El gestor de red pertinente proporcionará la información adicional solicitada por la autoridad reguladora en el plazo de dos meses a partir de la fecha de la solicitud. Si el gestor de red pertinente no proporciona la información adicional solicitada dentro del plazo, la solicitud de excepción se considerará retirada salvo que, antes de que venza el plazo:
- a) la autoridad de reglamentación decida conceder una prórroga, o
 - b) el gestor de red pertinente informe a la autoridad reguladora, por medio de un escrito motivado, de que la solicitud de excepción está completa.
8. La autoridad reguladora deberá tomar una decisión motivada sobre una solicitud de excepción. Si la autoridad reguladora concede una excepción, deberá especificar su duración.

9. La autoridad reguladora deberá notificar su decisión al gestor de red pertinente que solicite la excepción, al GRT pertinente y a la Agencia.

10. Las autoridades reguladoras podrán establecer requisitos adicionales relativos a la preparación de solicitudes de excepción por parte de los gestores de redes pertinentes. En este sentido, las autoridades reguladoras deberán tener en cuenta la delimitación entre la red de transporte y la red de distribución en el ámbito nacional y deberán consultar a los gestores de red, los propietarios de instalaciones de generación de electricidad y las partes interesadas, incluidos los fabricantes.

11. La autoridad reguladora podrá revocar una decisión de concesión de una excepción si ya no se aplicaran las circunstancias y los motivos subyacentes, tras una recomendación motivada de la Comisión o tras una recomendación motivada de la Agencia, de acuerdo con el artículo 65, apartado 2.

Artículo 64

Registro de excepciones respecto de los requisitos del presente Reglamento

1. Las autoridades reguladoras deberán mantener un registro de todas las excepciones que hayan concedido o rechazado, así como presentar a la Agencia un registro actualizado y consolidado al menos una vez cada seis meses, del que se deberá entregar copia a la REGRT de Electricidad.

2. El registro deberá contener, en particular:

- a) el requisito o requisitos respecto de los que se concede o deniega una excepción;
- b) el contenido de la excepción;
- c) los motivos para conceder o denegar la excepción;
- d) las consecuencias derivadas de la concesión de la excepción.

Artículo 65

Supervisión de las excepciones

1. La Agencia deberá realizar un seguimiento del procedimiento de concesión de excepciones con la colaboración de las autoridades reguladoras o las autoridades pertinentes del Estado miembro. Dichas autoridades o autoridades pertinentes del Estado miembro deberán proporcionar a la Agencia toda la información necesaria para dicho fin.

2. La Agencia podrá presentar una recomendación motivada a una autoridad reguladora para revocar una excepción debido a la falta de justificación. La Comisión podrá presentar una recomendación razonada a una autoridad reguladora o una autoridad pertinente del Estado miembro para revocar una excepción debido a la falta de justificación.

3. La Comisión podrá solicitar a la Agencia que informe sobre la aplicación de los apartados 1 y 2, y que indique los motivos para solicitar o no la revocación de las excepciones.

TÍTULO VI

DISPOSICIONES TRANSITORIAS PARA TECNOLOGÍAS EMERGENTES

Artículo 66

Tecnologías emergentes

1. A excepción del artículo 30, los requisitos del presente Reglamento no se aplicarán a los módulos de generación de electricidad clasificados como tecnologías emergentes, de conformidad con los procedimientos establecidos en el presente título.

2. Un módulo de generación de electricidad podrá clasificarse como tecnología emergente de acuerdo con el artículo 69, siempre que:

- a) sea de tipo A;
- b) sea una tecnología de módulo de generación de electricidad disponible comercialmente, y
- c) las ventas acumuladas de la tecnología del módulo de generación de electricidad dentro de una zona síncrona en el momento de la solicitud de clasificación como tecnología emergente no superen el 25 % del nivel máximo de la capacidad máxima acumulada establecido de acuerdo con el artículo 67, apartado 1.

Artículo 67

Establecimiento de umbrales para la clasificación como tecnologías emergentes

1. El nivel máximo de la capacidad máxima acumulada de módulos de generación de electricidad clasificados como tecnologías emergentes en una zona síncrona será del 0,1 % de la demanda máxima anual en 2014 en dicha zona síncrona.

2. Los Estados miembros se asegurarán de que su nivel máximo de capacidad máxima acumulada de módulos de generación de electricidad clasificados como tecnologías emergentes sea calculado multiplicando el nivel máximo de la capacidad máxima acumulada de módulos de generación de electricidad clasificados como tecnologías emergentes de una zona síncrona por la relación entre la energía eléctrica anual generada en 2014 en el Estado miembro y la energía eléctrica anual total generada en 2014 en la zona síncrona correspondiente a la que pertenece el Estado miembro.

En el caso de Estados miembros que pertenezcan a secciones de diferentes zonas síncronas, el cálculo se realizará en proporción para cada una de dichas secciones y en combinación para proporcionar la asignación total a dicho Estado miembro.

3. La fuente de los datos para la aplicación del presente artículo será la ficha de datos estadísticos de la REGRT de Electricidad publicada en 2015.

Artículo 68

Solicitud de clasificación como tecnología emergente

1. En el plazo de seis meses desde la entrada en vigor del presente Reglamento, los fabricantes de módulos de generación de electricidad de tipo A podrán enviar a la autoridad reguladora pertinente una solicitud de clasificación de su tecnología de módulo de generación de electricidad como tecnología emergente.

2. Para realizar una solicitud de acuerdo con el apartado 1, el fabricante deberá informar a la autoridad reguladora pertinente sobre las ventas acumuladas de la tecnología del módulo de generación de electricidad correspondiente dentro de cada zona síncrona en el momento de la solicitud de clasificación como tecnología emergente.

3. El fabricante deberá presentar una prueba de que la solicitud enviada de conformidad con el apartado 1 cumple los criterios de admisión establecidos en los artículos 66 y 67.

4. Cuando proceda en un Estado miembro, la evaluación de solicitudes y la aprobación y revocación de clasificación como tecnología emergente podrán ser llevadas a cabo por autoridades distintas de la autoridad reguladora.

Artículo 69

Evaluación y aprobación de solicitudes de clasificación como tecnología emergente

1. En el plazo de 12 meses desde de la entrada en vigor del presente Reglamento, la autoridad reguladora pertinente deberá decidir, en coordinación con el resto de autoridades reguladoras de una zona síncrona, los módulos de generación de electricidad, si los hubiera, que se deben clasificar como tecnología emergente. Cualquier autoridad reguladora de la zona síncrona correspondiente podrá solicitar un dictamen previo de la Agencia, que se emitirá en el plazo de tres meses desde la recepción de la solicitud. La decisión de la autoridad reguladora pertinente deberá tener en cuenta el dictamen de la Agencia.

2. Cada autoridad reguladora de una zona síncrona deberá publicar una lista de los módulos de generación de electricidad aprobados como tecnologías emergentes.

Artículo 70

Retirada de la clasificación como tecnología emergente

1. A partir de la fecha de la decisión de la autoridad reguladora de conformidad con el artículo 69, apartado 1, el fabricante de un módulo de generación de electricidad clasificado como tecnología emergente deberá enviar cada dos meses a la autoridad reguladora una actualización de las ventas del módulo por Estado miembro de los dos meses anteriores. La autoridad reguladora deberá poner a disposición pública la capacidad máxima acumulada de los módulos de generación de electricidad clasificados como tecnologías emergentes.
2. En caso de que la capacidad máxima acumulada de todos los módulos de generación de electricidad clasificados como tecnologías emergentes conectados a las redes supere el umbral establecido en el artículo 67, la autoridad reguladora pertinente deberá retirar la clasificación de tecnología emergente. La decisión de retirada será publicada.
3. Sin perjuicio de las disposiciones de los apartados 1 y 2, todas las autoridades reguladoras de una zona síncrona podrán decidir de forma coordinada la retirada de una clasificación de tecnología emergente. Las autoridades reguladoras de la zona síncrona en cuestión podrán solicitar un dictamen previo de la Agencia, que se emitirá en un plazo de tres meses a partir de la recepción de la solicitud. Cuando proceda, la decisión coordinada de las autoridades reguladoras deberá tener en cuenta el dictamen de la Agencia. Cada autoridad reguladora de una zona síncrona deberá publicar la decisión de retirada.

Los módulos de generación de electricidad clasificados como tecnologías emergentes y conectados a la red antes de la fecha de retirada de dicha clasificación de tecnología emergente se considerarán módulos de generación de electricidad existentes y, por lo tanto, estarán sujetos solo a los requisitos del presente Reglamento de acuerdo con las disposiciones del artículo 4, apartado 2, y de los artículos 38 y 39.

TÍTULO VII

DISPOSICIONES FINALES

Artículo 71

Modificación de contratos y términos y condiciones generales

1. Las autoridades reguladoras garantizarán que todas las cláusulas pertinentes de los contratos y los términos y las condiciones generales relacionadas con la conexión a la red de nuevos módulos de generación de electricidad se ajustan a los requisitos del presente Reglamento.
2. Todas las cláusulas pertinentes de los contratos y las cláusulas correspondientes de los términos y las condiciones generales relacionadas con la conexión a la red de los módulos de generación de electricidad existentes sujetos a todos o a algunos de los requisitos del presente Reglamento, según lo dispuesto en el artículo 4, apartado 1, se deberán adaptar a los requisitos del presente Reglamento. Las cláusulas pertinentes se modificarán en el plazo de tres años desde la decisión de la autoridad reguladora o el Estado miembro a que hace referencia el artículo 4, apartado 1.
3. Las autoridades reguladoras deberán asegurarse de que los acuerdos nacionales entre gestores de redes y propietarios de las instalaciones de generación de electricidad, nuevas o existentes, sujetos al presente Reglamento y relacionados con los requisitos de conexión a la red de las instalaciones de generación de electricidad, en particular en códigos de red nacionales, reflejen los requisitos dispuestos en el presente Reglamento.

*Artículo 72***Entrada en vigor**

El presente Reglamento entrará en vigor el vigésimo día siguiente al de su publicación en el *Diario Oficial de la Unión Europea*.

Sin perjuicio de lo dispuesto en el artículo 4, apartado 2, letra b), en los artículos 7, 58, 59 y 61 y en el título VI, los requisitos del presente Reglamento serán aplicables una vez transcurridos tres años desde su publicación.

El presente Reglamento será obligatorio en todos sus elementos y directamente aplicable en cada Estado miembro.

Hecho en Bruselas, el 14 de abril de 2016.

Por la Comisión

El Presidente

Jean-Claude JUNKER

