

## II

(Actos no legislativos)

## REGLAMENTOS

## REGLAMENTO (UE) 2016/1447 DE LA COMISIÓN

de 26 de agosto de 2016

**por el que establece un código de red sobre requisitos de conexión a la red de sistemas de alta tensión en corriente continua y módulos de parque eléctrico conectados en corriente continua**

(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 <sup>(1)</sup>, 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 la 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 <sup>(2)</sup> exige que los Estados miembros o, si los Estados miembros así lo han dispuesto, las autoridades reguladoras, garanticen, entre otras cosas, que 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 del sistema de transporte interconectado, es esencial establecer una interpretación común de los requisitos aplicables a los sistemas de alta tensión en corriente continua (HVDC) y a los módulos de parque eléctrico conectados en corriente continua (módulos de parque eléctrico conectados en CC). Esos requisitos, que contribuyen a mantener, conservar y restablecer la seguridad del sistema para facilitar el buen funcionamiento del mercado interior de la electricidad dentro de áreas 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 sistemas HVDC y los módulos de parque eléctrico conectados en CC con el objetivo de proporcionar un marco jurídico claro para las conexiones a redes, 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.

<sup>(1)</sup> DO L 211 de 14.8.2009, p. 15.

<sup>(2)</sup> 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).

- (4) La seguridad de los sistemas depende en parte de las capacidades técnicas de los sistemas HVDC y de los módulos de parque eléctrico conectados en CC. Por consiguiente, son requisitos previos fundamentales una coordinación constante de las redes de 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 sistemas HVDC y módulos de parque eléctrico conectados en CC y los gestores de red. En concreto, el funcionamiento del sistema en condiciones anómalas depende de la respuesta de los sistemas HVDC y los módulos de parque eléctrico conectados en CC a las desviaciones de 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 sistemas HVDC y los módulos de parque eléctrico de CC conectados en CC 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 en red, se deben establecer requisitos técnicos pertinentes para los sistemas HVDC y los módulos de parque eléctrico conectados en CC.
- (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) Los diferentes sistemas eléctricos síncronos de la Unión presentan características diferentes que se deben tener en cuenta al establecer los requisitos para los sistemas HVDC y los módulos de parque eléctrico conectados en CC. 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 los nuevos sistemas HVDC y los nuevos módulos de parque eléctrico conectados en CC pero no deben aplicarse a los sistemas HVDC y módulos de parque eléctrico conectados en CC ya existentes o que se encuentran en una etapa de planificación avanzada, pero aún sin finalizar, a menos que la autoridad reguladora o el Estado miembro pertinentes decidan lo contrario atendiendo a la evolución de los requisitos del sistema y a un análisis completo de costes y beneficios, o cuando haya habido una modernización importante de dichas instalaciones.
- (9) 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 un área 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.
- (10) A fin de garantizar la seguridad de los sistemas, debe ser posible que los sistemas HVDC y los módulos de parque eléctrico conectados en CC de cada zona síncrona del sistema interconectado permanezcan conectados al sistema en los rangos de frecuencia y tensión especificados.
- (11) 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 un área 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.
- (12) Es conveniente introducir pruebas de conformidad adecuadas y proporcionadas a fin de que los gestores de red puedan garantizar la seguridad operacional. De conformidad con el artículo 37, apartado 1, letra b), de la Directiva 2009/72/CE, las autoridades reguladoras tienen la responsabilidad de garantizar que los gestores de red cumplan el presente Reglamento.
- (13) 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.

- (14) El presente Reglamento debe establecer un procedimiento de excepción de las normas, para tener en cuenta las circunstancias locales, cuando excepcionalmente, por ejemplo, la conformidad con las normas pueda poner en peligro la estabilidad de la red local o el funcionamiento seguro de un sistema HVDC o un módulo de parque eléctrico conectado en CC pueda requerir condiciones de funcionamiento que no estén en consonancia con este Reglamento.
- (15) En el caso de módulos de parque eléctrico conectados en CC, los módulos nuevos podrían formar parte en el futuro de una red mallada en alta mar conectada a más de una zona síncrona. A tal efecto, es necesario establecer determinados requisitos técnicos a fin de mantener la seguridad del sistema y garantizar que las redes malladas futuras sean desarrolladas sin costes excesivos. No obstante, en relación con determinados requisitos, a los módulos de parque eléctrico conectados en CC únicamente se les debe exigir su adaptación a los equipos necesarios para la seguridad del sistema en el momento en que sea necesario.
- (16) Por lo tanto, los propietarios de módulos de parque eléctrico conectados en CC que estén conectados, o que vayan a estarlo, a una zona síncrona con una conexión radial deben tener la posibilidad de aplicar, por medio de un proceso acelerado, excepciones a los requisitos que solo se precisarán cuando los módulos de parque eléctrico se conecten a una red mallada y teniendo en cuenta las circunstancias específicas de cada caso. Por razones relacionadas con las decisiones de inversión de los propietarios de esos módulos, debe igualmente serles comunicado lo antes posible si los mismos cumplen las condiciones para una excepción.
- (17) Previa aprobación por la autoridad reguladora pertinente o, llegado el caso, por la autoridad competente de un Estado miembro, los gestores de redes deben poder proponer excepciones para ciertas clases de sistemas HVDC y módulos de parque eléctrico conectados en CC.
- (18) 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.
- (19) 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 en red de sistemas de alta tensión en corriente continua (HVDC) y de módulos de parque eléctrico conectados en corriente continua. 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.

Este Reglamento establece asimismo obligaciones destinadas a garantizar que los gestores de redes hagan un uso adecuado de las capacidades de sistemas HVDC y módulos de parque eléctrico conectados en CC 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 del Reglamento (CE) n.º 714/2009, el artículo 2 del Reglamento (UE) 2015/1222 de la Comisión <sup>(1)</sup>, el artículo 2 del Reglamento (UE) n.º 543/2013 de la Comisión <sup>(2)</sup>, el artículo 2 del Reglamento (UE) 2016/631 de la Comisión <sup>(3)</sup>, el artículo 2 del Reglamento (UE) 2016/1388 de la Comisión <sup>(4)</sup> y el artículo 2 de la Directiva 2009/72/CE. Además, se entenderá por:

- 1) «sistema HVDC»: sistema de energía eléctrica que transporta energía en forma de corriente continua de alta tensión entre dos o más buses de corriente alterna (CA) y comprende al menos dos estaciones convertidoras de HVDC con líneas o cables de transporte de CC entre las estaciones convertidoras de HVDC;
- 2) «módulo de parque eléctrico conectado en CC»: módulo de parque eléctrico que está conectado a través de uno o más puntos de interfaz HVDC a uno o más sistemas HVDC;
- 3) «sistema HVDC embebido»: sistema HVDC conectado dentro de una zona de control que no está instalado con el fin de conectar un módulo de parque eléctrico conectado en CC en el momento de la instalación, ni instalado con el fin de conectar una instalación de demanda;
- 4) «estación convertidora de HVDC»: parte de un sistema HVDC que consta de una o más unidades convertidoras de HVDC instaladas en una sola ubicación junto con edificios, reactores, filtros, dispositivos para energía reactiva, equipos de control, supervisión, protección, medición y auxiliares;
- 5) «punto de interfaz HVDC»: punto en el que un equipo HVDC está conectado a una red de CA y en el que pueden ser prescritas especificaciones técnicas que afecten a las prestaciones del equipo;
- 6) «propietario de un módulo de parque eléctrico conectado en CC»: entidad física o jurídica que posee un módulo de parque eléctrico conectado en CC;
- 7) «capacidad máxima de transporte de potencia activa de HVDC» ( $P_{\max}$ ): potencia activa continua máxima que un sistema HVDC puede intercambiar con la red en cada punto de conexión según se especifica en el acuerdo de conexión o según lo acordado entre el gestor de red pertinente y el propietario del sistema HVDC;
- 8) «capacidad mínima de transporte de potencia activa de HVDC» ( $P_{\min}$ ): potencia activa continua mínima que un sistema HVDC puede intercambiar con la red en cada punto de conexión según se especifica en el acuerdo de conexión o según lo acordado entre el gestor de red pertinente y el propietario del sistema HVDC;
- 9) «corriente máxima de un sistema HVDC»: corriente de fase más alta asociada a un punto de funcionamiento dentro del perfil U-Q/ $P_{\max}$  de una estación convertidora de HVDC a la capacidad máxima de transporte de potencia activa de HVDC;
- 10) «unidad convertidora de HVDC»: unidad que incluye uno o más puentes convertidores, junto con uno o más transformadores convertidores, reactores, equipos de control de unidad convertidora, dispositivos esenciales de conmutación y protección, y auxiliares, en su caso, empleados para la conversión.

## Artículo 3

## Ámbito de aplicación

1. Los requisitos del presente Reglamento se aplicarán a:
  - a) sistemas HVDC que conecten zonas síncronas o zonas de control, incluidos esquemas *back-to-back*;

<sup>(1)</sup> 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).

<sup>(2)</sup> 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).

<sup>(3)</sup> 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 (DO L 112 de 27.4.2016, p. 1).

<sup>(4)</sup> Reglamento (UE) 2016/1388 de la Comisión, de 17 de agosto de 2016, por el que se establece un código de red en materia de conexión de la demanda (DO L 223 de 18.8.2016, p. 10).

- b) sistemas HVDC que conecten módulos de parque eléctrico a una red de transporte o de distribución, de acuerdo con el apartado 2;
  - c) sistemas HVDC integrados en una zona de control y conectados a una red de transporte, y
  - d) sistemas HVDC embebidos en una zona de control y conectados a la red de distribución cuando el gestor de red de transporte (GRT) pertinente demuestre un impacto transfronterizo. El GRT pertinente tendrá en cuenta para esta evaluación el desarrollo a largo plazo de la red.
2. Los gestores de red pertinentes, en coordinación con los GRT pertinentes, propondrán a las autoridades reguladoras competentes, a efectos de la aprobación con arreglo al artículo 5, la aplicación del presente Reglamento a los módulos de parque eléctrico conectados en CC, con un único punto de conexión, a una red de transporte o de distribución que no forme parte de una zona síncrona. Todos los demás módulos de parque eléctrico interconectados mediante CA, pero conectados en CC a una zona síncrona, se considerarán módulos de parque eléctrico de CC y entrarán dentro del ámbito de este Reglamento.
3. Lo dispuesto en los artículos 55 a 59, 69 a 74 y 84 no será de aplicación a los sistemas de HVDC dentro de una zona de control mencionada en las letras c) y d) del apartado 1 en los que:
- a) el sistema HVDC incluya al menos una estación convertidora de HVDC gestionada por el GRT pertinente;
  - b) el sistema HVDC esté gestionado por una entidad que ejerza control sobre el GRT pertinente;
  - c) el sistema HVDC esté gestionado por una entidad controlada, directa o indirectamente, por una entidad que también ejerza control sobre el GRT pertinente.
4. Los requisitos de conexión relativos a los sistemas HVDC previstos en el título II serán de aplicación en los puntos de conexión en CA de dichos sistemas, salvo en lo que se refiere a los requisitos previstos en el artículo 29, apartados 4 y 5, y en el artículo 31, apartado 5, que podrán ser de aplicación en otros puntos de conexión, y en el artículo 19, apartado 1, que podrá ser de aplicación en los terminales de la estación convertidora de HVDC.
5. Los requisitos de conexión relativos a los módulos de parque eléctrico y a las estaciones convertidoras de HVDC de terminal remoto previstos en el título III serán de aplicación en el punto de interfaz HVDC de dichos sistemas, salvo en lo que se refiere a los requisitos previstos en el artículo 39, apartado 1, letra a), y en el artículo 47, apartado 2, que serán de aplicación en el punto de conexión en la zona síncrona a la que se esté suministrando una respuesta de frecuencia.
6. El gestor de red pertinente denegará el permiso para conexión de un nuevo sistema HVDC o módulo de parque eléctrico conectado en CC que no cumpla los requisitos dispuestos en el Reglamento presente y que no esté cubierto por una excepción concedida por la autoridad reguladora o, llegado el caso, por la autoridad competente de un Estado miembro, de acuerdo con el título VII. El gestor de red pertinente comunicará dicha denegación, por medio de una declaración motivada por escrito, al propietario del sistema HDVC, o al propietario del módulo de parque eléctrico y, salvo que la autoridad reguladora indique lo contrario, a la autoridad reguladora.
7. El presente Reglamento no será de aplicación a:
- a) los sistemas HVDC cuyo punto de conexión esté por debajo de 110 kV, a menos que el GRT pertinente demuestre un impacto transfronterizo. El GRT pertinente tendrá en cuenta para esta evaluación el desarrollo a largo plazo de la red;
  - b) los sistemas HVDC o módulos de parque eléctrico conectados en CC que estén conectados al sistema de transporte y sistemas de distribución, o a partes del sistema de transporte o distribución de las islas de los Estados miembros cuyos sistemas no estén operados sincrónicamente con cualquiera de las zonas síncronas de Europa continental, Gran Bretaña, los Países Nórdicos, Irlanda e Irlanda del Norte o los Estados Bálticos.

#### Artículo 4

##### **Aplicación a los sistemas HVDC y módulos de parque eléctrico conectados en CC ya existentes**

1. Salvo lo dispuesto en los artículos 26, 31, 33 y 50, los sistemas HVDC ya existentes y los módulos de parque eléctrico conectados en CC ya existentes no están sujetos a los requisitos del presente Reglamento, a menos que:
- a) el sistema HVDC o el módulo de parque eléctrico conectado en CC haya sido modificado de tal forma que su acuerdo de conexión deba ser revisado sustancialmente con arreglo al procedimiento siguiente:
    - i) los propietarios del sistema HVDC o del módulo de parque eléctrico conectado en CC que traten de acometer la modernización de una planta o la sustitución de equipos que afecten a las capacidades técnicas del sistema HVDC o del módulo de parque eléctrico conectado en CC deberán informar con antelación de sus planes 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, cuando sea aplicable, un Estado miembro decidan supeditar a todos o a alguno de los requisitos del presente Reglamento un sistema HVDC ya existente o un módulo de parque eléctrico conectado en CC ya existente, previa propuesta del GRT pertinente de acuerdo con los apartados 3, 4 y 5.

2. A efectos del presente Reglamento, un sistema HVDC o un módulo de parque eléctrico conectado en CC se considerará existente cuando:

- a) ya esté conectado a la red en la fecha de entrada en vigor del presente Reglamento, o
- b) el propietario del sistema HVDC o el propietario del módulo de parque eléctrico conectado en CC haya celebrado un contrato definitivo y vinculante para la compra de la planta generadora principal o el equipo HVDC en un plazo de dos años desde la entrada en vigor del Reglamento. El propietario del sistema HVDC o el propietario del módulo de parque eléctrico conectado en CC deberá notificar al gestor de red y al GRT pertinentes la formalización del contrato en un plazo de 30 meses desde la entrada en vigor del Reglamento.

La notificación presentada por el propietario del sistema HVDC o el propietario del módulo de parque eléctrico conectado en CC al gestor de red y al GRT pertinentes deberá indicar al menos el título del contrato, su fecha de firma y fecha de entrada en vigor, así como las especificaciones de la planta generadora principal o equipo HVDC que se va a construir, montar o adquirir.

Un Estado miembro podrá disponer que, en circunstancias concretas, la autoridad reguladora pueda decidir si el sistema HVDC o el módulo de parque eléctrico conectado en CC se considera un sistema HVDC o módulo de parque eléctrico conectado en CC ya existente o nuevo.

3. Previa consulta pública realizada de acuerdo con el artículo 8 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 renovable, redes inteligentes, generación distribuida o respuesta de 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 sistemas HVDC y/o módulos de parque eléctrico conectados en CC ya existentes.

A tal efecto, deberá efectuarse un análisis cuantitativo de coste-beneficio, sólido y transparente, de conformidad con los artículos 65 y 66. El análisis deberá indicar:

- a) los costes, relacionados con los sistemas HVDC ya existentes y los módulos de parque eléctrico conectado a CC ya existentes, de los requisitos para la 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 cuantitativo de costes y beneficios 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 pertinente o, cuando proceda, el Estado miembro decidirá sobre el alcance de la aplicabilidad del presente Reglamento a los sistemas HVDC o módulos de parque eléctrico conectados en CC ya existentes en los tres meses siguientes a la recepción del informe y la recomendación del GRT pertinente de acuerdo con el apartado 4 del artículo 65. La decisión de la autoridad reguladora o, si corresponde, del Estado miembro, deberá ser publicada.

6. El GRT pertinente tendrá en cuenta las expectativas legítimas de los propietarios de sistemas HVDC y módulos de parque eléctrico conectados en CC en la evaluación de la aplicación del presente Reglamento a los sistemas HVDC o a los módulos de parque eléctrico conectados en CC ya existentes.

7. El GRT pertinente podrá evaluar la aplicación de algunas o de todas las disposiciones del presente Reglamento a sistemas HVDC o módulos de parque eléctrico conectados en CC ya existentes cada tres años, de acuerdo con los criterios y el proceso establecidos en los apartados 3 a 5.

#### Artículo 5

##### 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 de la red, 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 especificaciones técnicas y las normas europeas 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 del sistema HDVC, el propietario del módulo de parque eléctrico y/o el gestor de la red de distribución lleguen a un acuerdo, procurarán hacerlo en el plazo de seis meses tras 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, si las hubiera, de los propietarios de sistemas HVDC, los propietarios de módulos de parque eléctrico conectados en CC, los fabricantes de equipos y otras partes interesadas basadas en los requisitos o metodologías acordados o especificados inicialmente.

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 ampliarse en dos meses si la autoridad reguladora solicita información adicional. Este plazo ampliado podrá ampliarse más con el consentimiento del reclamante. 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 6*

### **Múltiples gestores de red de transporte**

1. Cuando en un Estado miembro exista 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 7*

### **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 8*

### **Consulta pública**

1. Los gestores de redes y los GRT pertinentes deberán llevar a cabo consultas con las partes interesadas, incluidas las autoridades competentes de todos los Estados miembros, sobre las propuestas para ampliar la aplicabilidad del presente Reglamento a los sistemas HVDC y módulos de parque eléctrico conectados en CC ya existentes, de acuerdo con el artículo 4, apartado 3, en el informe elaborado de acuerdo con el artículo 65, apartado 3 y en los análisis de costes y beneficios realizados de acuerdo con el artículo 80, 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 expresadas por las partes interesadas durante las consultas antes de presentar su proyecto de propuesta, o el informe, o el análisis de costes y beneficios a la aprobación por parte de la autoridad reguladora o, llegado el caso, del 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 9***Participación de las partes interesadas**

La Agencia 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 en red de los sistemas HVDC y los módulos de parque eléctrico conectados en CC y otros aspectos de la aplicación del presente Reglamento. Esa participación incluirá la celebración de reuniones regulares con las partes interesadas para identificar problemas y proponer mejoras relacionadas en particular con los requisitos de conexión en red de los sistemas HVDC y los módulos de parque eléctrico conectados en CC.

*Artículo 10***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 GENERALES DE LAS CONEXIONES HVDC

## CAPÍTULO 1

***Requisitos de control de potencia activa y de mantenimiento de la frecuencia****Artículo 11***Rangos de frecuencia**

1. Un sistema HVDC deberá ser capaz de permanecer conectado a la red y seguir trabajando en los rangos de frecuencia y períodos de tiempo especificados en el cuadro 1 anexo I para los rangos de potencia de cortocircuito especificados en el artículo 32, apartado 2.
2. El GRT y el propietario de sistema HVDC pertinentes podrán acordar rangos de frecuencia más amplios o tiempos mínimos de funcionamiento más largos si fuera preciso para mantener o restaurar la seguridad del sistema. Si resultaran económica y técnicamente viables unos rangos de frecuencia más amplios o unos tiempos de funcionamiento mínimos más largos, el propietario del sistema HVDC no deberá negar sin causa justificada el consentimiento.
3. Sin perjuicio del apartado 1, un sistema HVDC deberá ser capaz de desconectarse automáticamente a las frecuencias especificadas por el GRT pertinente.

4. El GRT pertinente podrá especificar una reducción de salida máxima de la potencia activa admisible desde su punto de funcionamiento si la frecuencia de la red baja de 49 Hz.

#### Artículo 12

### Capacidad de soportar la tasa de variación de frecuencia

Un sistema HVDC deberá ser capaz de permanecer conectado a la red y seguir trabajando si la frecuencia de esta varía con una velocidad comprendida entre  $-2,5$  y  $+2,5$  Hz/s (medida en cualquier momento como el valor medio de la tasa de variación de la frecuencia para el segundo precedente).

#### Artículo 13

### Controlabilidad de la potencia activa, intervalo de control y tasa de incremento

1. En lo que respecta a la capacidad de control de la potencia activa transportada:
  - a) un sistema HVDC deberá ser capaz de ajustar la potencia activa transportada hasta su capacidad máxima de transporte de potencia activa de HVDC en cada dirección tras la recepción de una instrucción del GRT pertinente.

El GRT pertinente:

- i) podrá especificar el tamaño del escalón de potencia máximo y mínimo para el ajuste de la potencia activa transportada,
    - ii) podrá especificar una capacidad mínima para transporte de potencia activa de HVDC en cada dirección, por debajo de la cual no se solicite capacidad de transporte de potencia activa, y
    - iii) especificará el tiempo de demora máximo dentro del cual el sistema HVDC deberá ser capaz de ajustar la potencia activa transportada tras la recepción de la solicitud del GRT pertinente.
  - b) El GRT pertinente especificará la forma en que un sistema HVDC deberá ser capaz de modificar la potencia activa inyectada en caso de perturbaciones en una o más de las redes de CA a las que esté conectado. Si el tiempo de demora inicial previo al inicio de la variación es mayor de 10 milisegundos desde la recepción de la señal de activación enviada por el GRT pertinente, el propietario del sistema HVDC deberá justificarlo de forma razonable a dicho GRT.
  - c) El GRT pertinente podrá especificar que un sistema HVDC sea capaz de una inversión rápida de la potencia activa. Deberá ser posible la inversión de potencia desde la capacidad máxima de transporte de potencia activa en una dirección hasta esa capacidad máxima en la otra dirección, de forma tan rápida como sea factible técnicamente y lo justifique razonablemente el propietario del sistema HVDC ante el GRT pertinente si fuera superior a 2 segundos.
  - d) Para las redes de HVDC que conecten varias zonas de control o zonas síncronas, el sistema HVDC deberá estar equipado con funciones de control que permitan a los GRT pertinentes modificar la potencia activa transportada con vistas al equilibrado transfronterizo.

2. Un sistema HVDC deberá ser capaz de ajustar la tasa de incremento de las variaciones de la potencia activa dentro de su capacidad técnica de acuerdo con las instrucciones enviadas por los GRT pertinentes. En caso de modificación de la potencia activa de acuerdo con las letras b) y c) del apartado 1, no se producirá ajuste de la tasa de incremento.

3. Si un GRT pertinente lo especificara en coordinación con los GRT adyacentes, las funciones de control de un sistema HVDC deberán ser capaces de adoptar automáticamente acciones correctivas automáticas, incluyendo, entre otras, la interrupción del incremento y el bloqueo de MRPF, MRPF-L-O, MRPF-L-U y control de frecuencia. Los criterios de activación y bloqueo serán especificados por el GRT pertinente y deberán ser notificados a la autoridad reguladora. Las modalidades de dicha notificación se determinarán de conformidad con el marco normativo nacional aplicable.

#### *Artículo 14*

##### **Emulación de inercia**

1. Si así lo especificara un GRT pertinente, un sistema HVDC deberá ser capaz de emular inercia en respuesta a las variaciones de frecuencia, activada en regímenes de alta y/o baja frecuencia mediante el ajuste rápido de la potencia activa inyectada o retirada de la red de CA a fin de limitar la tasa de variación de la frecuencia. El requisito tendrá en cuenta al menos los resultados de los estudios realizados por los GRT para identificar si fuera necesario fijar una inercia mínima.

2. El principio de este sistema de control y los parámetros de prestaciones asociados se acordarán entre los GRT pertinentes y el propietario del sistema HVDC.

#### *Artículo 15*

##### **Requisitos relativos al modo de regulación potencia-frecuencia, al modo de regulación potencia-frecuencia limitado — sobrefrecuencia y al modo de regulación potencia-frecuencia limitado-subfrecuencia**

Los requisitos aplicables al modo de regulación potencia-frecuencia, al modo de regulación potencia-frecuencia limitado — sobrefrecuencia y al modo de regulación potencia-frecuencia limitado-subfrecuencia serán los establecidos en el anexo II.

#### *Artículo 16*

##### **Control de frecuencia**

1. Si así lo especificara el GRT pertinente, un sistema HVDC estará equipada con un modo de control independiente para modular la salida de potencia activa de la estación convertidora de HVDC dependiendo de las frecuencias en todos los puntos de conexión del sistema HVDC a fin de mantener frecuencias estables de la red.

2. El GRT pertinente especificará el principio de funcionamiento, los parámetros de prestaciones asociados y los criterios de activación del control de frecuencia mencionados en el apartado 1.

#### *Artículo 17*

##### **Pérdida máxima de potencia activa**

1. Un sistema HVDC estará configurado de forma que su pérdida de inyección de potencia activa en una zona síncrona esté limitada a un valor especificado por el GRT pertinente para su correspondiente zona de control frecuencia-potencia (LFC), basándose en su impacto sobre la red.

2. Cuando un sistema HVDC se conecte a dos o más zonas de control, los GRT pertinentes se consultarán entre sí para fijar un valor coordinado de la pérdida máxima de inyección de potencia activa como se indica en el apartado 1, teniendo en cuenta los fallos de modo común.

## CAPÍTULO 2

**Requisitos de control de potencia reactiva y de mantenimiento de la tensión**

## Artículo 18

**Rangos de tensión**

1. Sin perjuicio de lo establecido en el artículo 25, una estación convertidora de HVDC deberá ser capaz de permanecer conectada a la red y de funcionar con la corriente máxima del sistema HVDC, dentro de los rangos de tensión de la red en el punto de conexión, expresados por la tensión en el punto de conexión en relación con la tensión de referencia 1 por unidad y durante los períodos de tiempo especificados en los cuadros 4 y 5 del anexo III. El establecimiento de la tensión de referencia 1 por unidad estará sujeto a la coordinación entre los gestores de red adyacentes pertinentes.
2. El propietario del sistema HVDC y el gestor de red pertinente, en coordinación con el GRT pertinente, podrán acordar rangos de tensión más amplios o tiempos mínimos de funcionamiento más largos que los especificados en el apartado 1 a fin de garantizar el uso óptimo de las capacidades técnicas de un sistema HVDC si fuera preciso para mantener o restaurar la seguridad del sistema. Si resultaran económica y técnicamente viables rangos de tensión más amplios o tiempos de funcionamiento mínimos más largos, el propietario del sistema HVDC no deberá negar sin causa justificada el consentimiento.
3. Una estación convertidora de HVDC deberá ser capaz de realizar una desconexión automática con las tensiones en el punto de conexión especificadas por el gestor de red pertinente, en coordinación con el GRT pertinente. Los términos y ajustes para la desconexión automática serán acordados entre el gestor de red pertinente en coordinación con el GRT pertinente y el propietario del sistema HVDC.
4. En relación con los puntos de conexión a tensiones de CA de referencia 1 por unidad no incluidos en el ámbito establecido en el anexo III, el gestor de red pertinente, en coordinación con los GRT pertinentes, especificará los requisitos aplicables en los puntos de conexión.
5. Independientemente de las disposiciones del apartado 1, el GRT pertinente de la zona síncrona de los Estados Bálticos, previa consulta con los GRT vecinos pertinentes, podrá exigir que las estaciones convertidoras de HVDC permanezcan conectada a la red a 400 kV dentro de los rangos de tensión y durante los períodos de tiempo aplicables en la zona síncrona Europa Continental.

## Artículo 19

**Contribución al cortocircuito durante una falta**

1. Si lo hubiera especificado el gestor de red pertinente, en coordinación con el GRT pertinente, un sistema HVDC tendrá la capacidad para inyección rápida de corriente de falta al punto de conexión en caso de faltas (trifásicas) equilibradas.
2. Cuando se requiera que un sistema HVDC tenga la capacidad indicada en el apartado 1, el gestor de red pertinente, en coordinación con el GRT pertinente, especificará lo siguiente:
  - a) cómo y cuándo se debe determinar un desvío de tensión, así como el final del desvío de tensión;
  - b) las características de la corriente de falta rápida;
  - c) la sincronización y precisión de la corriente de falta rápida, que puede incluir varias etapas.
3. El gestor de red pertinente, en coordinación con el GRT pertinente, podrá especificar un requisito para la inyección de corriente asimétrica en caso de faltas desequilibradas (monofásicas o bifásicas).

*Artículo 20***Capacidad de potencia reactiva**

1. El gestor de red pertinente, en coordinación con el GRT pertinente, especificará los requisitos de capacidad de potencia reactiva en los puntos de conexión, según la tensión variable. La propuesta para dichos requisitos incluirá un perfil  $U-Q/P_{\max}$  dentro de los límites en los que la estación convertidora de HVDC sea capaz de suministrar potencia reactiva a su máxima capacidad de transporte de potencia activa de HVDC.
2. El perfil  $U-Q/P_{\max}$  mencionado en el apartado 1 se ajustará a los siguientes principios:
  - a) el perfil  $U-Q/P_{\max}$  no deberá superar la envolvente del diagrama  $U-Q/P_{\max}$  representado por la envolvente interior en la figura presentada en el anexo IV, y no precisará ser rectangular;
  - b) las dimensiones del marco del diagrama  $U-Q/P_{\max}$  respetarán los valores establecidos para cada zona síncrona en el cuadro presentado en el anexo IV, y
  - c) la posición de la envolvente del diagrama  $U-Q/P_{\max}$  deberá estar dentro de los límites del marco exterior fijo de la figura presentada en el anexo IV.
3. Un sistema HVDC deberá ser capaz de pasar a cualquier punto de funcionamiento dentro de su perfil  $U-Q/P_{\max}$  en los intervalos de tiempo especificados por el gestor de red pertinente en coordinación con el GRT pertinente.
4. Cuando se funcione con una salida de potencia activa inferior a la capacidad máxima de transporte de potencia activa de HVDC ( $P < P_{\max}$ ), la estación convertidora deberá ser capaz de trabajar en cada punto de funcionamiento posible, según especifique el gestor de red pertinente en coordinación con el GRT pertinente, y de acuerdo con la capacidad de potencia reactiva indicada en el diagrama  $U-Q/P_{\max}$  especificado en los apartados 1 a 3.

*Artículo 21***Potencia reactiva intercambiada con la red**

1. El propietario del sistema HVDC velará por que la potencia reactiva de su estación convertidora de HVDC intercambiada con la red en el punto de conexión esté limitada a los valores especificados por el gestor de red pertinente en coordinación con el GRT pertinente.
2. La variación de potencia reactiva producida por el funcionamiento en modo de control de la potencia reactiva de la estación convertidora de HVDC, mencionada en el artículo 22, apartado 1, no se traducirá en un salto de tensión que supere el valor permitido en el punto de conexión. El gestor de red pertinente, en coordinación con el GRT pertinente, deberá especificar dicho valor máximo admisible del salto de tensión.

*Artículo 22***Modo de control de potencia reactiva**

1. Una estación convertidora de HVDC deberá ser capaz de trabajar en uno o más de los tres modos de control siguientes, según lo especificado por el gestor de red pertinente, en coordinación con el GRT pertinente:
  - a) modo de control de tensión;
  - b) modo de control de potencia reactiva;
  - c) modo de control del factor de potencia.

2. Una estación convertidora de HVDC deberá ser capaz de trabajar en otros modos de control especificados por el gestor de red pertinente, en coordinación con el GRT pertinente.
3. A los fines del modo de control de tensión, todas las estaciones convertidoras de HVDC deberán ser capaces de colaborar en el control de tensión en el punto de conexión empleando sus capacidades, respetando los artículos 20 y 21, de acuerdo con las características de control siguientes:
  - a) El gestor de red pertinente, en coordinación con el GRT pertinente, especificará una tensión de ajuste en el punto de conexión para que cubra un determinado intervalo de funcionamiento, bien de forma continua, bien escalonada.
  - b) El control de tensión podrá aplicarse con una banda muerta alrededor del punto de ajuste seleccionable en un rango desde cero a  $\pm 5\%$  de la tensión de referencia 1 por unidad de la red, o sin ella. La banda muerta se podrá ajustar en escalones, de acuerdo con lo especificado por el gestor de red pertinente en coordinación con el GRT pertinente.
  - c) Tras una variación escalonada de la tensión, la estación convertidora de HVDC deberá ser capaz de:
    - i) conseguir el 90 % de la variación en la salida de potencia reactiva dentro de un intervalo de tiempo  $t_1$  especificado por el gestor de red pertinente en coordinación con el GRT pertinente. El tiempo  $t_1$  estará en el rango 0,1-10 segundos, y
    - ii) estabilizarse en el valor especificado por la pendiente de trabajo dentro de un intervalo de tiempo  $t_2$  especificado por el gestor de red pertinente en coordinación con el GRT pertinente. El tiempo  $t_2$  estará en el rango 1-60 segundos, con una tolerancia de régimen permanente especificada, indicada en porcentaje de la potencia reactiva máxima.
  - d) El modo de control de tensión incluirá la capacidad para modificar la salida de potencia reactiva en función de una combinación de una tensión del punto de ajuste modificada y un componente adicional indicado de potencia reactiva. La pendiente se indicará mediante un rango y un escalón especificados por el gestor de red pertinente en coordinación con el GRT pertinente.
4. En lo que respecta al modo de control de la potencia reactiva, el gestor de red pertinente especificará un margen de potencia reactiva en MVAR o en % de la potencia reactiva máxima, así como su precisión asociada en el punto de conexión, empleando las capacidades del sistema HVDC y respetando lo dispuesto en los artículos 20 y 21.
5. A efectos del modo de control del factor de potencia, la estación convertidora de HVDC deberá ser capaz de controlar el factor de potencia en función de un valor objetivo en el punto de conexión, respetando lo dispuesto en los artículos 20 y 21. Los puntos de ajuste deseados estarán disponibles en escalones no mayores que un valor máximo admisible del escalón especificado por el gestor de red pertinente.
6. El gestor de red pertinente en coordinación con el GRT pertinente especificará todos los equipos necesarios para permitir la selección en remoto de los modos de control y los valores de consigna pertinentes.

#### *Artículo 23*

### **Prioridad a la aportación de potencia activa o reactiva**

Teniendo en cuenta las capacidades del sistema HVDC especificadas de conformidad con el presente Reglamento, el GRT pertinente determinará si tendrá prioridad la aportación de potencia activa o la de reactiva durante el funcionamiento a baja o alta tensión y durante las faltas para las que se requiera capacidad de soportar huecos de tensión. Si se da prioridad a la aportación de potencia activa, su suministro debe establecerse dentro de un plazo desde el comienzo de la avería especificado por el GRT pertinente.

#### *Artículo 24*

### **Calidad de la potencia**

El propietario de un sistema HVDC velará por que la conexión de su sistema HVDC a la red no se traduzca en un nivel de distorsión o fluctuación de la tensión de suministro en la red, en el punto de conexión, que supere el nivel especificado por el gestor de red pertinente en coordinación con el GRT pertinente. El proceso relativo a los estudios que haya que efectuar y los datos pertinentes que haya que proporcionar a todos los usuarios de red implicados, así como las medidas atenuantes identificadas e implementadas, deberán ser conformes a lo dispuesto en el artículo 29.

## CAPÍTULO 3

**Requisitos relativos a la capacidad de soportar huecos de tensión**

## Artículo 25

**Capacidad de soportar huecos de tensión**

1. El GRT pertinente especificará, cumpliendo siempre el artículo 18, un perfil de tensión en función del tiempo tal como establece el anexo V y teniendo en cuenta el perfil de tensión en función del tiempo especificado para los módulos de parque eléctrico de conformidad con el Reglamento (UE) 2016/631. Se aplicará este perfil en los puntos de conexión para las condiciones de avería, en las que la estación convertidora de HVDC deberá ser capaz de permanecer conectada a la red y continuar un funcionamiento estable una vez que el sistema eléctrico se haya recuperado tras el despeje de la falta. 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. Los períodos de respuesta superiores a  $t_{rec2}$  serán especificados por el GRT pertinente con arreglo al artículo 18.

2. A petición del propietario del sistema HVDC, el gestor de red pertinente proporcionará las condiciones previas y posteriores a la falta como se indica en el artículo 32 en lo que respecta a:

- a) la potencia de cortocircuito mínima previa a la falta en cada punto de conexión expresada en MVA;
- b) el punto de funcionamiento previo a la falta de la estación convertidora de HVDC expresado en potencia activa y potencia reactiva en el punto de conexión y la tensión en el punto de conexión, y
- c) la potencia de cortocircuito mínima posterior a la falta en cada punto de conexión expresada en MVA.

Además, el gestor de red pertinente podrá proporcionar valores genéricos derivados de casos típicos para las condiciones anteriormente indicadas.

3. La estación convertidora de HVDC deberá ser capaz de permanecer conectada a la red y seguir funcionando de forma estable cuando la trayectoria real de las tensiones entre fases en el 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 artículo 32, permanezca por encima del límite inferior definido en la figura del anexo V, a menos que el esquema de protección para faltas internas requiera la desconexión de la red de la estación convertidora. Los esquemas de protección eléctrica y sus ajustes para faltas eléctricas internas serán diseñados de forma que no se comprometa la capacidad de soportar huecos de tensión.

4. El GRT pertinente podrá especificar tensiones ( $U_{block}$ ) en los puntos de conexión en condiciones de red específicas en las cuales se permita bloquear el sistema HVDC. El bloqueo significa permanecer conectado a la red sin aportación de potencia activa y reactiva durante un intervalo de tiempo tan corto como sea técnicamente factible y que será acordado entre los GRT pertinentes y el propietario del sistema HVDC.

5. De acuerdo con el artículo 34, la protección contra subtensión será establecida por el propietario del sistema HVDC en la capacidad técnica más amplia posible de la estación convertidora de HVDC. El gestor de red pertinente, en coordinación con el GRT pertinente, podrá especificar ajustes más limitados con arreglo al artículo 34.

6. El GRT pertinente especificará las capacidades para soportar huecos de tensión en caso de faltas asimétricas.

## Artículo 26

**Recuperación de potencia activa posterior a una falta**

El GRT pertinente deberá especificar la magnitud y el perfil de tiempo de la recuperación de potencia activa que el sistema HVDC deberá ser capaz de proporcionar, con arreglo al artículo 25.

*Artículo 27***Recuperación rápida después de faltas de CC**

Los sistemas HVDC, incluidas las líneas aéreas de CC, deberán ser capaces de una rápida recuperación de las faltas por transitorios en el sistema HVDC. Los detalles de esta capacidad estarán sujetos a la coordinación y los acuerdos sobre esquemas de protección eléctrica y sus ajustes previstos en el artículo 34.

*CAPÍTULO 4***Requisitos de control***Artículo 28***Energización y sincronización de estaciones convertidoras de HVDC**

Salvo indicación en contrario del gestor de red pertinente, durante la energización o la sincronización de una estación convertidora de HVDC a la red de CA o durante la conexión de una estación convertidora a un sistema HVDC, la estación convertidora de HVDC deberá disponer de la capacidad de limitar cualquier variación de tensión a un nivel de régimen permanente especificado por el gestor de red pertinente en coordinación con el GRT pertinente. El nivel especificado no superará el 5 por ciento de la tensión previa a la sincronización. El gestor de red pertinente, en coordinación con el GRT pertinente, especificará la magnitud, la duración y la ventana de medición máximas de las tensiones transitorias.

*Artículo 29***Interacción entre sistemas de HVDC y otras plantas y equipos.**

1. Cuando varias estaciones convertidoras de HVDC u otras plantas y equipos se encuentren muy próximos eléctricamente, el GRT pertinente podrá determinar la necesidad de un estudio, así como su ámbito y extensión, que demuestre que no se va a producir ninguna interacción adversa. Si se identificaran interacciones adversas, el estudio identificará las posibles medidas atenuantes que se deban implementar para garantizar la conformidad con los requisitos del presente Reglamento.
2. Los estudios serán realizados por el propietario del sistema HVDC que se conecte, con la participación de las demás partes identificadas por los GRT pertinentes para cada punto de conexión nuevo. Los Estados miembros podrán establecer que la responsabilidad por la realización de los estudios previstos en el presente artículo recaiga en el GRT. Todas las partes serán informadas de los resultados de los estudios.
3. Todas las partes que el GRT pertinente considere relevantes para cada punto de conexión, incluido el GRT pertinente, contribuirán a los estudios y facilitarán todos los datos y modelos pertinentes que razonablemente les sean exigidos para cumplir los objetivos del mismo. El GRT pertinente reunirá estas aportaciones y, cuando proceda, las transmitirá a la parte responsable de los estudios de acuerdo con el artículo 10.
4. El GRT pertinente evaluará el resultado de los estudios basándose en su ámbito y extensión según se especifica en el apartado 1. Si fuera preciso para la evaluación, el GRT pertinente podrá requerir al propietario del sistema HVDC que realice estudios adicionales en línea con el ámbito y extensión especificados con arreglo al apartado 1.
5. El GRT pertinente podrá revisar o replicar algunos o todos los estudios. El propietario del sistema HVDC proporcionará al GRT pertinente todos los datos y modelos que permitan realizar dicho estudio.



6. Todas las medidas atenuantes necesarias identificadas por los estudios realizados de acuerdo con los apartados 2 y 5 y revisados por el GRT pertinente serán acometidas por el propietario del sistema HVDC en el ámbito de la conexión de la nueva estación convertidora de HVDC.

7. El GRT pertinente podrá especificar niveles transitorios de funcionamiento asociados a situaciones para el sistema HVDC individual, o de forma colectiva para los sistemas de HVDC afectados en común. Esta especificación podrá comunicarse para proteger tanto la integridad de los equipos del GRT como la de los usuarios de la red de forma coherente con su código nacional.

#### *Artículo 30*

### **Capacidad de amortiguación de oscilaciones de potencia**

El sistema HVDC deberá ser capaz de contribuir a la amortiguación de las oscilaciones de potencia en las redes de CA conectadas. El sistema de control del sistema HVDC no reducirá la amortiguación de las oscilaciones de potencia. El GRT pertinente especificará un rango de frecuencias de las oscilaciones que el esquema de control amortigüe con seguridad y las condiciones de la red en tal caso, teniendo en cuenta al menos todos los estudios de evaluación de la estabilidad dinámica efectuados por los GRT a fin de identificar los límites y los posibles problemas de estabilidad de sus sistemas de transporte. La selección de los ajustes de los parámetros de control se acordará entre el GRT pertinente y el propietario del sistema HVDC.

#### *Artículo 31*

### **Capacidad de amortiguación de interacciones torsionales subsíncronas**

1. En lo que respecta al control de la amortiguación de interacciones torsionales subsíncronas (SSTI), el sistema HVDC deberá ser capaz de contribuir a la amortiguación eléctrica de las frecuencias torsionales.

2. El GRT pertinente especificará el alcance que deberán tener los estudios de SSTI y proporcionará los parámetros de entrada disponibles relacionados con los equipos y las condiciones del sistema pertinentes en su red. Los estudios de SSTI serán realizados por el propietario del sistema HVDC. Los estudios identificarán las condiciones, en su caso, en que existan SSTI y propondrá cualquier procedimiento de atenuación que sea necesario. Los Estados miembros podrán establecer que la responsabilidad por la realización de los estudios previstos en el presente artículo recaiga en el GRT. Todas las partes serán informadas de los resultados de los estudios.

3. Todas las partes que el GRT pertinente considere relevantes para cada punto de conexión, incluido el GRT pertinente, contribuirán a los estudios y facilitarán todos los datos y modelos pertinentes que razonablemente les sean exigidos para cumplir los objetivos del mismo. El GRT pertinente reunirá estas aportaciones y, cuando proceda, las transmitirá a la parte responsable de los estudios de acuerdo con el artículo 10.

4. El GRT pertinente evaluará el resultado de los estudios de SSTI. Si fuera necesario para la evaluación, el GRT pertinente podrá requerir que el propietario del sistema HVDC realice otros estudios de SSTI en línea con el mismo ámbito y extensión.

5. El GRT pertinente podrá revisar o replicar el estudio. El propietario del sistema HVDC proporcionará al GRT pertinente todos los datos y modelos que permitan realizar dicho estudio.

6. Todas las medidas atenuantes necesarias identificadas por los estudios realizados de acuerdo con los apartados 2 o 4 y revisados por los GRT pertinentes serán acometidas por el propietario del sistema HVDC en el ámbito de la conexión de la nueva estación convertidora de HVDC.

*Artículo 32***Características de la red**

1. El gestor de red pertinente especificará y pondrá a disposición pública el método y las condiciones previas o posteriores a las faltas para el cálculo al menos de las potencias de cortocircuito mínima y máxima en los puntos de conexión.
2. El sistema HVDC deberá ser capaz de funcionar dentro del rango de potencia de cortocircuito y de las características de red especificadas por el gestor de red pertinente.
3. Todos los gestores de red pertinentes proporcionarán al propietario del sistema HVDC los equivalentes de las redes que describen el comportamiento de la red en el punto de conexión, permitiendo que los propietarios de sistemas de HVDC diseñen su sistema con relación al menos, entre otros, a los armónicos y la estabilidad dinámica para toda la vida útil del sistema HVDC.

*Artículo 33***Robustez del sistema HVDC**

1. El sistema HVDC deberá ser capaz de localizar puntos de funcionamiento estables con una variación mínima del flujo de potencia activa y del nivel de tensión, durante y después de toda variación planificada o no planificada en el sistema HVDC o la red de CA a los que esté conectado. El GRT pertinente especificará los cambios de las condiciones del sistema para las que los sistemas de HVDC permanezcan en funcionamiento estable.
2. El propietario del sistema HVDC velará por que el salto o la desconexión de una estación convertidora de HVDC, como parte de cualquier sistema HVDC multiterminal o integrado, no se traduzca en transitorios en el punto de conexión por encima del límite especificado por el GRT pertinente.
3. El sistema HVDC deberá soportar las faltas por transitorios en las líneas de HVAC de la red adyacente o próxima al sistema HVDC, y no hará que ningún equipo del sistema HVDC se desconecte de la red a causa de reconexiones automáticas de líneas en la red.
4. El propietario del sistema HVDC proporcionará información al gestor de red pertinente acerca de la resiliencia del sistema HVDC a las perturbaciones del sistema de CA.

*CAPÍTULO 5****Requisitos aplicables a los dispositivos y ajustes de protección****Artículo 34***Esquemas y ajustes de protección eléctrica**

1. El gestor de red pertinente deberá especificar, en coordinación con el GRT pertinente, los esquemas y ajustes necesarios para proteger la red, teniendo en cuenta las características del sistema HVDC. Los esquemas de protección pertinentes para el sistema HVDC y la red, y los ajustes pertinentes para el sistema HVDC, serán coordinados y acordados por el gestor de red pertinente, el GRT pertinente y el propietario del sistema HVDC. Los esquemas y ajustes de protección para faltas eléctricas internas se diseñarán de forma que no se comprometa el funcionamiento del sistema HVDC de acuerdo con el presente Reglamento.
2. La protección eléctrica del sistema HVDC prevalecerá sobre los controles de funcionamiento teniendo en cuenta la seguridad del sistema y la salud y seguridad del personal y el público y la atenuación de los daños al sistema HVDC.

3. Todo cambio de los esquemas de protección o de sus ajustes de relevancia para el sistema HVDC y la red en general serán acordados entre el gestor de red pertinente, el GRT pertinente y el propietario del sistema HVDC antes de ser implementado por el propietario del sistema HVDC.

#### *Artículo 35*

### **Clasificación de las prioridades de protección y control**

1. Se coordinará y acordará un esquema de control, especificado por el propietario del sistema HVDC, compuesto por distintos modos de control, incluidos los ajustes de los parámetros específicos, entre el GRT pertinente, el gestor de red pertinente y el propietario del sistema HVDC.
2. En lo que respecta a la clasificación de las prioridades de protección y control, el propietario del sistema HVDC organizará sus dispositivos de protección y control de acuerdo con la siguiente clasificación de prioridades, presentada en orden decreciente de importancia, a menos que se especifique de otro modo por los GRT pertinentes, en coordinación con el gestor de red pertinente:
  - a) protección del sistema de red y el sistema HVDC;
  - b) control de potencia activa para asistencia de emergencia;
  - c) emulación de inercia, si procede;
  - d) medidas correctivas automáticas como se indica en el artículo 13, apartado 3;
  - e) modo de regulación potencia-frecuencia limitado (MRPFL);
  - f) modo de regulación potencia-frecuencia (MRPF) y control de frecuencia, y
  - g) restricción de gradiente de potencia.

#### *Artículo 36*

### **Cambios en los esquemas y ajustes de protección y control**

1. Los parámetros de los distintos modos de control y los ajustes de protección del sistema HVDC se podrán cambiar en la estación convertidora de HVDC, si así lo requiere el gestor de red pertinente o el GRT pertinente, y de acuerdo con el apartado 3.
2. Todo cambio de los esquemas o ajustes de parámetros de los distintos modos de control y la protección del sistema HVDC, incluyendo el procedimiento, se coordinará y acordará entre el gestor de red pertinente, el GRT pertinente y el propietario del sistema HVDC.
3. Los modos de control y las consignas asociadas del sistema HVDC deberán poder ser cambiados en remoto, de acuerdo con lo especificado por el gestor de red pertinente, en coordinación con el GRT pertinente.

#### *CAPÍTULO 6*

### **Requisitos de restablecimiento del sistema**

#### *Artículo 37*

### **Arranque autónomo**

1. El GRT pertinente podrá conseguir de un propietario de sistema HVDC un presupuesto de la capacidad de arranque autónomo.

2. En caso de que una estación convertidora esté energizada, un sistema HVDC con capacidad de arranque autónomo deberá ser capaz de energizar la barra colectora de la subestación de CA remota a la que esté conectado, dentro de un intervalo de tiempo tras el corte del sistema HVDC determinado por los GRT pertinentes. El sistema HVDC deberá ser capaz de sincronizarse dentro de los límites de frecuencia definidos en el artículo 11 y dentro de los límites de tensión especificados por el gestor de red pertinente o, llegado el caso, previstos en el artículo 18. El GRT pertinente puede especificar rangos de frecuencia y tensión más amplios cuando sea necesario para restablecer la seguridad del sistema.
3. El GRT pertinente y el propietario del sistema HVDC acordarán el tamaño y la disponibilidad de la capacidad de arranque autónomo y el procedimiento operativo.

### TÍTULO III

## REQUISITOS APPLICABLES A LOS MÓDULOS DE PARQUE ELÉCTRICO CONECTADOS EN CC Y A LAS ESTACIONES CONVERTIDORAS DE HVDC DE TERMINAL REMOTO

### CAPÍTULO 1

#### *Requisitos aplicables a los módulos de parque eléctrico conectados en CC*

#### *Artículo 38*

#### **Ámbito de aplicación**

Los requisitos aplicables a los módulos de parque eléctrico en alta mar en virtud de los artículos 13 a 22 del Reglamento (UE) 2016/631 se aplicarán a los módulos de parque eléctrico conectados en CC sin perjuicio de los requisitos específicos contemplados en los artículos 41 a 45 del presente Reglamento. Estos requisitos se aplicarán en los puntos de interfaz HVDC de los módulos de parque eléctrico conectados en CC y los sistemas HVDC. La categorización del artículo 5 del Reglamento (UE) 2016/631 se aplicará a los módulos de parque eléctrico conectados en corriente continua.

#### *Artículo 39*

#### **Requisitos de estabilidad de frecuencia**

1. En lo que respecta a la respuesta con la variación de frecuencia:
  - a) un módulo de parque eléctrico conectado en CC deberá poder recibir una señal rápida de un punto de conexión de la zona síncrona a la que se esté suministrando una respuesta con la variación de frecuencia, y procesar esta señal, en los 0,1 segundos desde el envío para finalización del procesamiento de la señal para activación de la respuesta. La frecuencia se medirá en el punto de conexión de la zona síncrona a la que se esté proporcionando la respuesta con la variación de frecuencia;
  - b) los módulos de parque eléctrico conectados en CC que estén conectados a través de sistemas HVDC con más de una zona de control deberán ser capaces de proporcionar control coordinado de frecuencia de acuerdo con lo especificado por el GRT pertinente.
2. En lo que respecta a los rangos de frecuencia y respuesta con la variación de frecuencia:
  - a) Un módulo de parque eléctrico conectado en CC deberá ser capaz de permanecer conectado a la red de la estación convertidora de HVDC de terminal remoto y funcionar dentro de los rangos de frecuencias y los períodos de tiempo especificados en el anexo VI para los sistemas de 50 Hz nominales. Cuando se utilice una frecuencia nominal distinta de 50 Hz, o una frecuencia variable por diseño, siempre que haya un acuerdo con el GRT pertinente, los rangos de frecuencia y los períodos de tiempo aplicables serán especificados por el GRT pertinente teniendo en cuenta las particularidades del sistema y los requisitos establecidos en el anexo VI.

- b) El GRT pertinente y el propietario del módulo de parque eléctrico conectado en CC podrán acordar rangos de frecuencia más amplios o períodos de tiempo mínimos más largos a fin de garantizar el mejor uso posible de las capacidades técnicas de un módulo de parque eléctrico conectado en CC si fuera necesario para mantener o restablecer la seguridad del sistema. Si resultasen económica y técnicamente viables rangos de frecuencia más amplios o tiempos de funcionamiento mínimos más largos, el propietario del módulo de parque eléctrico conectado en CC no deberá negar sin causa justificada el consentimiento.
- c) Sin perjuicio de las disposiciones de la letra a) del apartado 2, un módulo de parque eléctrico conectado en CC deberá ser capaz de una desconexión automática a frecuencias especificadas, si así lo especifica el GRT pertinente. Los términos y ajustes de la desconexión automática deberán ser acordados por entre el GRT pertinente y el propietario del módulo de parque eléctrico conectado en CC.
3. En lo que respecta a la capacidad de soportar la tasa de variación de la frecuencia, un módulo de parque eléctrico conectado en CC deberá ser capaz de permanecer conectado a la red de la estación convertidora de HVDC de terminal remoto y funcionar si la frecuencia del sistema varía a una velocidad de hasta  $\pm 2$  Hz/s (medida en cualquier momento como un valor medio de la tasa de variación de la frecuencia durante el segundo anterior) en el punto de interfaz HVDC del módulo de parque eléctrico conectado en CC en la estación convertidora de HVDC de terminal remoto para el sistema de 50 Hz nominales.
4. Los módulos de parque eléctrico conectados en CC deberán disponer de un modo de regulación potencia-frecuencia limitado-sobrefrecuencia (MRPFL-O) de conformidad con el artículo 13, apartado 2, del Reglamento (UE) 2016/631, a reserva de la capacidad de respuesta a una señal rápida como se indica en el apartado 1 para el sistema de 50 Hz nominales.
5. Se determinará una capacidad para que los módulos de parque eléctrico conectados mediante CC mantengan una potencia constante de conformidad con el artículo 13, apartado 3, del Reglamento (UE) 2016/631 para el sistema de 50 Hz nominales.
6. Se determinará una capacidad para controlabilidad de la potencia activa de los módulos de parque eléctrico conectados mediante CC de conformidad con el artículo 15, apartado 2, letra a), del Reglamento (UE) 2016/631 para el sistema de 50 Hz nominales. Deberá ser posible el control manual en el caso de que los dispositivos de control automático en remoto se encuentren fuera de servicio.
7. Se determinará una capacidad de modo de regulación potencia-frecuencia limitado-subfrecuencia (MRPFL-U) para un módulo de parque eléctrico conectado mediante CC de conformidad con el artículo 15, apartado 2, letra c), del Reglamento (UE) 2016/631, a reserva de la capacidad de respuesta a una señal rápida como se indica en el apartado 1 para el sistema de 50 Hz nominales.
8. Se determinará una capacidad de modo de regulación potencia-frecuencia (MRPF) para un módulo de parque eléctrico conectado en CC de conformidad con el artículo 15, apartado 2, letra d), del Reglamento (UE) 2016/631, a reserva de la capacidad de respuesta a una señal rápida como se indica en el apartado 1 para el sistema de 50 Hz nominales.
9. Se determinará una capacidad de restablecimiento de la frecuencia para un módulo de parque eléctrico conectado en CC de conformidad con el artículo 15, apartado 2, letra e), del Reglamento (UE) 2016/631 para el sistema de 50 Hz nominales.
10. Cuando, previo acuerdo del GRT pertinente, se utilice una frecuencia nominal constante distinta de 50 Hz, una frecuencia variable por diseño o una tensión de sistema en CC, el GRT pertinente especificará las capacidades indicadas en los apartados 3 a 9 y los parámetros asociados a dichas capacidades.

#### Artículo 40

##### Requisitos de potencia reactiva y tensión

1. Respecto a los rangos de tensión:
- a) un módulo de parque eléctrico conectado en CC deberá ser capaz de permanecer conectado a la red de la estación convertidora de HVDC de terminal remoto y de funcionar dentro de los rangos de tensión (por unidad), durante los períodos de tiempo especificados en los cuadros 9 y 10 del anexo VII. El rango de tensión y los períodos de tiempo aplicables especificados se seleccionarán sobre la base de la tensión de referencia 1 por unidad;
- b) el gestor de red pertinente, el GRT pertinente y el propietario del módulo de parque eléctrico conectado en CC podrán acordar rangos de tensión más amplios o períodos mínimos de tiempo más largos a fin de garantizar el mejor uso posible de las posibilidades técnicas de un módulo de parque eléctrico conectado en CC si fuera necesario para mantener o restablecer la seguridad del sistema. Si resultasen económica y técnicamente viables rangos de frecuencia más amplios o tiempos de funcionamiento mínimos más largos, el propietario del módulo de parque eléctrico conectado en CC no deberá negar sin causa justificada el consentimiento;

- c) en relación con los módulos de parque eléctrico conectados en CC que tengan un punto de interfaz HVDC con la red de la estación convertidora de HVDC de terminal remoto, el gestor de red pertinente, en coordinación con el GRT pertinente podrá especificar tensiones en el punto de interfaz HVDC a las que el módulo de parque eléctrico conectado en CC deberá ser capaz de realizar una desconexión automática. Los términos y ajustes de la desconexión automática deberán ser acordados entre el gestor de red pertinente, el GRT pertinente y el propietario del módulo de parque eléctrico conectado en CC;
- d) en relación con los puntos de interfaz HVDC a tensiones de CA no incluidas en el ámbito del anexo VII, el gestor de red pertinente, en coordinación con el GRT pertinente, especificará los requisitos aplicables en los puntos de conexión;
- e) cuando se utilicen frecuencias distintas de la nominal de 50 Hz, a reserva del acuerdo del GRT pertinente, los rangos de tensión y los períodos de tiempo especificados por el gestor de red pertinente, en coordinación con el GRT pertinente, serán proporcionales a los de los cuadros 9 y 10 del anexo VII.
2. Con respecto a la capacidad de potencia reactiva para módulos de parque eléctrico conectados en CC:
- a) si el propietario del módulo de parque eléctrico conectado en corriente continua puede conseguir un acuerdo bilateral con los propietarios de los sistemas de HDVC que conectan dicho módulo a un único punto de conexión de una red de corriente alterna, deberá cumplir los siguientes requisitos:
- i) deberá tener la capacidad de, con otra planta o equipo y/o software adicionales, satisfacer las capacidades de potencia reactiva prescritas por el gestor de red pertinente, en coordinación con el GRT pertinente, de acuerdo con la letra b), y:
- deberá disponer de las capacidades de potencia reactiva en relación con algunos de sus equipos o con todos ellos, de conformidad con la letra b), ya instalados como parte de la conexión a la red de CA del módulo de parque eléctrico conectado en CC en el momento de la conexión y puesta en servicio inicial, o
  - deberá demostrar al gestor de red pertinente y al GRT pertinente, obteniendo seguidamente su acuerdo, la forma de proporcionar la capacidad de potencia reactiva cuando el módulo de parque eléctrico conectado en CC se conecte a más que un único punto de conexión de la red de CA, o la red de CA en la red de estaciones convertidoras de HVDC de terminal remoto tenga otro módulo de parque eléctrico conectado en CC, o un sistema HVDC, de un propietario distinto. Este acuerdo deberá incluir un contrato con el propietario del módulo de parque eléctrico conectado en CC (o cualquier propietario ulterior), que financiará e instalará las capacidades de potencia reactiva requeridas por este artículo para sus módulos de parque eléctrico en un momento especificado por el gestor de red pertinente, en coordinación con el GRT pertinente. El gestor de red pertinente, en coordinación con el GRT pertinente informará al propietario del módulo de parque eléctrico conectado en CC de la fecha propuesta de finalización de cualquier desarrollo comprometido que obligue al propietario del módulo de parque eléctrico conectado en CC a instalar la capacidad completa de potencia reactiva,
- ii) el gestor de red pertinente, en coordinación con el GRT pertinente, deberá justificar la programación del momento de desarrollo de la renovación de la capacidad de potencia reactiva del módulo de parque eléctrico conectado en CC especificando el momento en que esta renovación tendrá lugar. La programación del momento de desarrollo la proporcionará el propietario del módulo de parque eléctrico conectado en CC en el momento de conexión a la red de CA.
- b) Los módulos de parque eléctrico conectados en CC cumplirán los requisitos siguientes en relación con la estabilidad de la tensión, bien en el momento de la conexión, bien posteriormente, con arreglo al acuerdo que se indica en la letra a):
- i) en lo que respecta a la capacidad de potencia reactiva a la máxima capacidad de transporte de potencia activa de HVDC, los módulos de parque eléctrico conectados en CC cumplirán los requisitos de capacidad de suministro de potencia reactiva especificados por el gestor de red pertinente, en coordinación con el GRT pertinente, en el contexto de tensión variable. El gestor de red pertinente especificará un perfil  $U-Q/P_{\max}$  que pueda asumir cualquier forma y con rangos de conformidad con el cuadro 11 del anexo VII, en observancia del cual el módulo de parque eléctrico conectado en CC deberá ser capaz de proporcionar potencia reactiva a su capacidad máxima de transporte de potencia activa de HVDC. Al determinar dichos rangos, el gestor de red pertinente, en coordinación con el GRT pertinente, deberá tener en cuenta el desarrollo a largo plazo de la red, así como los posibles costes para los propietarios de los módulos de parque eléctrico, de la capacidad de producir potencia reactiva a alta tensión y consumo de potencia reactiva a baja tensión.

Si el Plan Decenal para el Desarrollo de la Red preparado de acuerdo con el artículo 8 del Reglamento (CE) n.º 714/2009 o un plan nacional desarrollado y aprobado de acuerdo con el artículo 22 de la Directiva 2009/72/CE especifica que un módulo de parque eléctrico conectado en CC se conectará a la zona síncrona en CA, el GRT pertinente podrá especificar que:

- el módulo de parque eléctrico conectado mediante CC dispondrá de las capacidades indicadas en el artículo 25, apartado 4, del Reglamento (UE) 2016/631 para la zona síncrona instalada en el momento de la conexión y la puesta en servicio iniciales a la red de CA del módulo de parque eléctrico conectado mediante CC, o
- el propietario del módulo de parque eléctrico conectado en CC demostrará al gestor de red pertinente y el GRT pertinente, obteniendo seguidamente su acuerdo, la forma en que se proporcionará la capacidad de potencia reactiva indicada en el artículo 25, apartado 4, del Reglamento (UE) 2016/631 para esa zona síncrona en el caso de que el módulo de parque eléctrico conectado en CC se conecte a la zona síncrona en CA.

- ii) en cuanto a la capacidad de potencia reactiva, el gestor de red pertinente puede especificar dicha potencia reactiva complementaria para los módulos de parque eléctrico conectado en CC 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 el intercambio 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 conectado en CC 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.

3. En lo que respecta a la prioridad de la aportación de potencia activa o reactiva para los módulos de parque eléctrico conectados en CC, el gestor de red pertinente, en coordinación con el GRT pertinente, especificará si la aportación de potencia activa o reactiva tendrá prioridad durante las faltas en las que se requiera capacidad de soportar huecos de tensión. Si se da prioridad a la aportación de potencia activa, su suministro deberá establecerse con retraso en relación con el inicio del hueco de tensión no superior al tiempo especificado por el gestor de red pertinente, en coordinación con el GRT pertinente.

#### Artículo 41

##### Requisitos de control

1. Durante la sincronización de un módulo de parque eléctrico conectado en CC a la red colectora de CA, el módulo de parque eléctrico conectado en CC deberá tener la capacidad de limitar todas las variaciones de tensión a un nivel en régimen permanente especificado por el gestor de red pertinente, en coordinación con el GRT pertinente. El nivel especificado no superará el 5 por ciento de la tensión previa a la sincronización. El gestor de red pertinente, en coordinación con el GRT pertinente, especificará la magnitud, la duración y la ventana de medición máximas de las tensiones transitorias.
2. El propietario del y la tolerancia conectado en CC suministrará señales de salida como haya especificado el gestor de red pertinente, en coordinación con el GRT pertinente.

#### Artículo 42

##### Características de la red

En lo que respecta a las características de las redes, se aplicará lo siguiente para los módulos de parque eléctrico conectados en CC:

- a) todos los gestores de red pertinentes especificarán y pondrán a disposición pública el método y las condiciones previas o posteriores a las faltas para el cálculo de las potencias de cortocircuito mínima y máxima en el punto de interfaz de HVDC;
- b) el módulo de parque eléctrico conectado en CC deberá ser capaz de un funcionamiento estable dentro de los rangos mínimo y máximo de potencia de cortocircuito y características de red del punto de interfaz de HVDC especificados por el gestor de red pertinente, en coordinación con el GRT pertinente;
- c) todos los gestores de red pertinentes y los propietarios de sistemas HVDC proporcionarán al propietario del módulo de parque eléctrico conectado en CC los equivalentes de red que representen el sistema, permitiendo que los propietarios de módulos de parque eléctrico conectados en CC diseñen su sistema respecto a los armónicos.

*Artículo 43***Requisitos de protección**

1. Los esquemas y ajustes de protección eléctrica de módulos de parque eléctrico conectados mediante CC se determinarán de conformidad con el artículo 14, apartado 5, letra b), del Reglamento (UE) 2016/631, donde la red se refiere a la red de zona síncrona. Los esquemas de protección deben diseñarse teniendo en cuenta las prestaciones del sistema, las particularidades de la red y las particularidades técnicas de la tecnología de los módulos de parque eléctrico y acordados con el gestor de red pertinente, en coordinación con el GRT pertinente.

2. La clasificación de la prioridad de la protección y el control de los módulos de parque eléctrico conectados en CC se determinarán de acuerdo con el artículo 14, apartado 5, letra c), del Reglamento (UE) 2016/631, donde la red se refiere a la red de zona síncrona, y se acordarán con el gestor de red pertinente, en coordinación con el GRT pertinente.

*Artículo 44***Calidad de la potencia**

Los propietarios de módulos de parque eléctrico conectados en CC velarán por que su conexión a la red no ocasione un nivel de distorsión o fluctuación de la tensión suministrada en la red, en el punto de conexión, que supere el nivel especificado por el gestor de red pertinente, en coordinación con el GRT pertinente. Los usuarios de la red, incluidos, entre otros, los módulos de parque eléctrico conectados en CC existentes y los sistemas HVDC existentes, no denegarán injustificadamente su necesaria contribución a los estudios asociados. El proceso relativo a los estudios que haya que efectuar y los datos pertinentes que haya que proporcionar a todos los usuarios de red implicados, así como las medidas atenuantes identificadas e implementadas, deberán ser conformes a lo dispuesto en el artículo 29.

*Artículo 45***Requisitos generales de gestión de la red aplicables a los módulos de parque eléctrico en alta mar conectados en CC**

En lo que respecta a los requisitos generales de gestión de red, se aplicarán el artículo 14, apartado 5, el artículo 15, apartado 6, y el artículo 16, apartado 4, del Reglamento (UE) 2016/631 a todos los módulos de parque eléctrico conectados mediante CC.

*CAPÍTULO 2***Requisitos aplicables a las estaciones convertidoras de HVDC de terminal remoto***Artículo 46***Ámbito de aplicación**

Sin perjuicio de los requisitos específicos previstos en los artículos 47 a 50, los requisitos de los artículos 11 a 39 se aplicarán a las estaciones convertidoras de HVDC de terminal remoto.

*Artículo 47***Requisitos de estabilidad de frecuencia**

1. Cuando, previo acuerdo del GRT pertinente, se utilice una frecuencia nominal distinta de 50 Hz, o una frecuencia variable por diseño en la red que conecte los módulos de parque eléctrico conectados en CC, se aplicará el artículo 11 a la estación convertidora de HVDC de terminal remoto con los rangos de frecuencia y períodos de tiempo aplicables especificados por el GRT pertinente, teniendo en cuenta las particularidades del sistema y los requisitos especificados en el anexo I.



2. En lo que respecta a la respuesta con variación de frecuencia, el propietario de la estación convertidora de HVDC de terminal remoto y el propietario del módulo de parque eléctrico conectado en CC acordarán las modalidades técnicas de la comunicación por señal rápida, de conformidad con el artículo 39, apartado 1. Cuando así lo requiera el GRT pertinente, el sistema HVDC deberá ser capaz de proporcionar la frecuencia de red en el punto de conexión en forma de señal. En relación con un sistema de HVDC que conecte un módulo de parque eléctrico, el ajuste de la respuesta de frecuencia de la potencia activa estará limitada por la capacidad de los módulos de parque eléctrico conectados en CC.

#### Artículo 48

### Requisitos de potencia reactiva y tensión

1. Respecto a los rangos de tensión:

- a) una estación convertidora de HVDC de terminal remoto deberá ser capaz de permanecer conectada a la red de estaciones convertidoras de HVDC de terminal remoto y funcionar dentro de los rangos de tensión (por unidad) y los períodos de tiempo especificados en los cuadros 12 y 13 del anexo VIII. El rango de tensión y los períodos de tiempo aplicables especificados se seleccionarán sobre la base de la tensión de referencia 1 por unidad;
- b) podrán acordarse para el funcionamiento rangos de tensión más amplios o períodos de tiempo mínimo más largos entre el gestor de red pertinente, en coordinación con el GRT pertinente, y el propietario del módulo de parque eléctrico conectado en CC de conformidad con el artículo 40;
- c) en relación con los puntos de interfaz HVDC a tensiones de CA no incluidas en el ámbito de los cuadros 12 y 13, anexo VIII, el gestor de red pertinente, en coordinación con el GRT pertinente, especificará los requisitos aplicables en los puntos de conexión;
- d) cuando, previo acuerdo del GRT pertinente, se utilicen frecuencias distintas de la nominal de 50 Hz, los rangos de tensión y los períodos de tiempo especificados por el gestor de red pertinente, en coordinación con el GRT pertinente, serán proporcionales a los indicados en el anexo VIII.

2. Una estación convertidora de HVDC de terminal remoto deberá cumplir los siguientes requisitos de estabilidad de tensión, en los puntos de conexión, en lo que se refiere a la capacidad de potencia reactiva:

- a) el gestor de red pertinente, en coordinación con el GRT pertinente especificará los requisitos de capacidad de suministro de potencia reactiva a diversos niveles de tensión. De esa forma, el gestor de red pertinente, en coordinación con el GRT pertinente, especificará un perfil  $U-Q/P_{\max}$  que podrá asumir cualquier forma y dentro de cuyos límites la estación convertidora de HVDC de terminal remoto deberá ser capaz de proporcionar potencia reactiva a su capacidad máxima de transporte de potencia activa en HVDC;
- b) el perfil  $U-Q/P_{\max}$  será especificado por cada gestor de red pertinente en coordinación con el GRT pertinente. El perfil  $U-Q/P_{\max}$  estará dentro del rango de  $Q/P_{\max}$  y de tensión en régimen permanente especificados en el cuadro 14 del anexo VIII, y la posición de la envolvente del perfil  $U-Q/P_{\max}$  se encontrará dentro de los límites de la envolvente exterior fija especificados en el anexo IV. A efectos de la determinación de esos rangos, el gestor de red pertinente, en coordinación con el GRT pertinente, tendrá en cuenta el desarrollo a largo plazo de la red.

#### Artículo 49

### Características de la red

En lo que respecta a las características de la red, el propietario de la estación convertidora de HVDC de terminal remoto deberá facilitar a los propietarios de módulos de parque eléctrico conectados en CC los datos previstos en el artículo 42.

#### Artículo 50

### Calidad de la potencia

Los propietarios de estaciones convertidoras de HVDC velarán por que su conexión a la red no se traduzca en un nivel de distorsión o fluctuación de la tensión de suministro de la red, en el punto de conexión, que supere el nivel especificado para ellos por el gestor de red pertinente, en coordinación con el GRT pertinente. Los usuarios de la red, incluidos, entre otros, los módulos de parque eléctrico conectados en CC existentes y los sistemas HVDC existentes, no denegarán injustificadamente su necesaria contribución a los estudios asociados. El proceso de realización de los estudios necesarios y de suministro de los datos pertinentes a todos los usuarios de la red interesados, así como las medidas atenuantes identificadas e implementadas, deberá ser conformes al proceso previsto en el artículo 29.

## TÍTULO IV

## INTERCAMBIO DE INFORMACIÓN Y COORDINACIÓN

## Artículo 51

**Funcionamiento de los sistemas HVDC**

1. En lo que respecta a la instrumentación para el funcionamiento, cada unidad convertidora de HVDC de un sistema HVDC estará equipada con un controlador automático capaz de recibir instrucciones del gestor de red pertinente y del GRT pertinente. Este controlador automático deberá ser capaz de hacer funcionar las unidades convertidoras de HVDC del sistema HVDC de forma coordinada. El gestor de red pertinente especificará la jerarquía del controlador automático por unidad convertidora de HVDC.

2. El controlador automático del sistema HVDC mencionado en el apartado 1 deberá ser capaz de enviar los tipos de señales siguientes al gestor de red pertinente:

a) señales operacionales, de al menos los siguientes tipos:

- i) señales de arranque,
- ii) mediciones de las tensiones en CA y CC,
- iii) mediciones de corriente alterna y continua,
- iv) mediciones de potencia activa y reactiva del lado de la CA,
- v) mediciones de potencia en CC,
- vi) funcionamiento a nivel de unidad convertidora de HVDC en un convertidor de HVDC de tipo multipolo,
- vii) elementos y topología, y
- viii) rangos de potencia activa en los modos MRPF, MRPF-L-O y MRPF-L-U;

b) señales de alarma, de al menos los siguientes tipos:

- i) bloqueo de emergencia,
- ii) bloqueo de rampas,
- iii) inversión rápida de potencia activa.

3. El controlador automático mencionado en el apartado 1 deberá ser capaz de recibir los tipos de señal siguientes del gestor de red pertinente:

a) señales para el funcionamiento, que reciban al menos lo siguiente:

- i) orden de arranque,
- ii) valores de consigna de potencia activa,
- iii) ajustes del modo de regulación potencia-frecuencia,
- iv) valores de consigna de potencia reactiva, tensión o similares,
- v) modos de control de potencia reactiva,
- vi) control de la amortiguación de las oscilaciones de potencia, y
- vii) emulación de inercia;

b) señales de alarma, que reciban al menos lo siguiente:

- i) orden de bloqueo de emergencia,
- ii) orden de bloqueo de rampas,

- iii) sentido del flujo de potencia activa, y
  - iv) orden de inversión rápida de potencia activa.
4. En lo que respecta a las distintas señales, el gestor de red pertinente podrá especificar la calidad de la señal suministrada.

#### *Artículo 52*

##### **Parámetros y ajustes**

Los parámetros y ajustes de las funciones de control principales de un sistema HVDC serán acordados entre el propietario del sistema HVDC y el gestor de red pertinente, en coordinación con el GRT pertinente. Los parámetros y ajustes se aplicarán con una jerarquía de controles que haga posible su modificación si fuera necesario. Esas funciones de control principales son al menos:

- a) inercia sintética, si corresponde, a la que se refieren los artículos 14 y 41;
- b) modos de regulación potencia-frecuencia (MRPF, MRPF-L-O, MRPF-U) a que se refieren los artículos 15, 16 y 17;
- c) control de frecuencia, si corresponde, al que se refiere en el artículo 16;
- d) modo de control de la potencia reactiva, llegado el caso, al que se refiere en el artículo 22;
- e) capacidad de amortiguación de la oscilación de potencia, indicado en el artículo 30;
- f) capacidad de amortiguación de la interacción torsional subsíncrona, a la que se refiere el artículo 31.

#### *Artículo 53*

##### **Registro y supervisión de faltas**

1. Un sistema HVDC estará equipado con una instalación que proporcione el registro de faltas y la supervisión del comportamiento dinámico del sistema por medio de los parámetros siguientes de cada una de sus estaciones convertidoras de HVDC:

- a) tensión en CA y CC;
- b) corriente alterna y continua;
- c) potencia activa;
- d) potencia reactiva, y
- e) frecuencia.

2. El gestor de red pertinente podrá especificar la calidad de los parámetros del suministro que deberá satisfacer el sistema HVDC, siempre que se dé aviso con una antelación razonable.

3. Los datos del equipo de registro de faltas que se menciona en el apartado 1, incluidos los canales analógicos y digitales, los ajustes, incluyendo los criterios de activación, y las tasas de muestreo, serán acordados entre el propietario del sistema HVDC, el gestor de red pertinente y el GRT pertinente.

4. Todos los equipos de supervisión dinámica del comportamiento de la red deberá incluir un activador de oscilación, especificado por el gestor de red pertinente en coordinación con el GRT pertinente, con el fin de detectar oscilaciones de potencia gestionadas de forma deficiente.

5. Las instalaciones de supervisión de la calidad del suministro y el comportamiento dinámico del sistema deberán incluir medios para que el propietario del sistema HVDC y el gestor de red pertinente accedan electrónicamente a la información. Los protocolos de comunicación de los datos registrados deberán ser acordados entre el propietario del sistema HVDC, el gestor de red pertinente y el GRT pertinente.

*Artículo 54***Modelos de simulación**

1. El gestor de red pertinente, en coordinación con el GRT pertinente, podrá especificar que un propietario de sistema HVDC presente modelos de simulación que reflejen adecuadamente el comportamiento del sistema HVDC en régimen permanente, en simulaciones dinámicas (componente de frecuencia fundamental) y en simulaciones de transitorios electromagnéticos.

Los formatos en que deberán presentarse los modelos y el modo de presentación de la documentación, por medio de modelos y de diagramas de bloques, serán especificados por el gestor de red pertinente en coordinación con el GRT pertinente.

2. A los efectos de las simulaciones dinámicas, los modelos suministrados deberán contemplar por lo menos, entre otros, los submodelos siguientes, dependiendo de la existencia del componente mencionado en cada caso:

- a) modelos de unidad convertidora de HVDC;
- b) modelos de componentes en CA;
- c) modelos de red en CC;
- d) control de tensión y de potencia;
- e) funciones especiales de control, en su caso, por ejemplo, función de amortiguación de oscilación de potencia (POD), control de interacción torsional subsíncrona (SSTI);
- f) control multiterminal, si corresponde;
- g) modelos de protección de sistema HVDC según se acuerde entre el GRT pertinente y el propietario del sistema HVDC.

3. El propietario del sistema HVDC verificará los modelos con los resultados de las pruebas de conformidad realizadas de acuerdo con el título VI y se presentará un informe de esta verificación al GRT pertinente. A continuación, los modelos se utilizarán para verificar la conformidad con los requisitos del presente Reglamento incluidas, entre otras, las simulaciones de conformidad previstas en el título VI y utilizadas en estudios de evaluación continua de la planificación y el funcionamiento del sistema.

4. El propietario de un sistema HVDC presentará los registros del sistema HVDC al gestor de red pertinente o al GRT pertinente si lo solicitaran para comparar la respuesta de los modelos con estos registros.

5. El propietario de un sistema HVDC entregará un modelo equivalente al sistema de control cuando puedan producirse interacciones de control adversas con estaciones convertidoras de HVDC y otras conexiones en una cercanía eléctrica inmediata, si así lo solicitaran el gestor de red pertinente o el GRT pertinente. Dicho modelo deberá contener todos los datos necesarios para una simulación realista de las interacciones de control adversas.

## TÍTULO V

**PROCEDIMIENTO DE NOTIFICACIÓN OPERACIONAL PARA CONEXIÓN**

## CAPÍTULO 1

**Conexión de nuevos sistemas HVDC***Artículo 55***Disposiciones generales**

1. El propietario del sistema HVDC demostrará al gestor de red pertinente que ha cumplido los requisitos mencionados en los títulos II a IV en el punto de conexión correspondiente mediante la correcta conclusión del procedimiento de notificación operacional previsto para la conexión del sistema HVDC, según se describe en los artículos 56 a 59.

2. El gestor de red pertinente deberá especificar y poner a disposición pública todas las disposiciones detalladas del procedimiento de notificación operacional.
3. El procedimiento de notificación operacional para la conexión de cada nuevo sistema HVDC deberá incluir lo siguiente:
  - a) notificación operacional de energización (EON);
  - b) notificación operacional temporal (ION), y
  - c) notificación operacional definitiva (FON).

#### *Artículo 56*

### **Notificación operacional de energización (EON) relativa a sistemas HVDC**

1. Una EON dará derecho al propietario del sistema HVDC a energizar su red y recursos auxiliares internos y conectarlos a la red en sus puntos de conexión especificados.
2. El gestor de red pertinente deberá expedir una EON, que estará sujeta a la finalización de los preparativos y a la conformidad con los requisitos especificados por el gestor de red pertinente en los procedimientos operacionales pertinentes. Esta preparación deberá incluir el acuerdo entre el gestor de red pertinente y el propietario del sistema HVDC sobre los ajustes de protección y control pertinentes en los puntos de conexión.

#### *Artículo 57*

### **Notificación operacional temporal (ION) para los sistemas HVDC**

1. Una ION dará derecho a un propietario de sistema HVDC o de unidad convertidora de HVDC a explotar el sistema HVDC o la unidad convertidora de HVDC empleando las conexiones a la red especificadas para los puntos de conexión durante un plazo 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.
3. A fin de completar la revisión de datos y estudios, el propietario del sistema HVDC o el propietario de la unidad convertidora de HVDC deberán proporcionar lo siguiente a solicitud del gestor de red pertinente:
  - a) declaración de conformidad detallada;
  - b) datos técnicos detallados del sistema HVDC pertinentes para la conexión a la red, que se especifica en relación con los puntos de conexión, como especifique el gestor de red pertinente, en coordinación con los GRT pertinentes;
  - c) certificaciones de los equipos de sistemas HVDC o unidades convertidoras de HVDC en los que se basen las pruebas de conformidad;
  - d) modelos de simulación o una réplica exacta del sistema de control, como se especifica en el artículo 54, y por el gestor de red pertinente en coordinación con los GRT pertinentes;
  - e) estudios que demuestren las prestaciones dinámicas y en régimen permanente esperadas de acuerdo con lo requerido en los títulos II, III y IV;
  - f) detalles de las pruebas de conformidad realizadas de acuerdo con el artículo 72;
  - g) detalles del método práctico aplicado para realizar pruebas de conformidad en cumplimiento del título VI.

4. Salvo cuando se aplique lo dispuesto en el apartado 5, el período máximo para que el propietario del sistema HVDC o el propietario de la unidad convertidora de HVDC permanezcan en el estado ION no superará veinticuatro meses. El gestor de red pertinente puede especificar un período de validez de ION más corto. El período de validez de la ION será comunicado a la autoridad reguladora de acuerdo con el marco normativo nacional aplicable. Solamente se concederá una ampliación de la ION si el propietario del sistema HVDC demuestra que se han realizado avances importantes para lograr la conformidad total. En el momento de la ampliación de la ION, se determinarán explícitamente las cuestiones pendientes.

5. El período máximo de permanencia en el estado ION de un propietario de sistema HVDC o de unidad convertidora de HVDC podrá prorrogarse más allá de 24 meses previa solicitud dirigida al gestor de red pertinente siguiendo el procedimiento del título VII. La solicitud debe formularse antes de la expiración del período de veinticuatro meses.

#### Artículo 58

##### **Notificación operacional definitiva (FON) relativa a sistemas HVDC**

1. Una FON dará derecho a un propietario de sistema HVDC a hacer funcionar el sistema HVDC o las unidades convertidoras empleando los puntos de conexión de la red.
2. El gestor de red pertinente deberá expedir una FON, previa eliminación de todas las incompatibilidades identificadas en el estado de la ION y sujeta a la finalización del proceso de revisión de los datos y estudios.
3. A fin de completar la revisión de datos y estudios, el propietario del sistema HVDC, a solicitud del gestor de red pertinente en coordinación con el GRT pertinente, deberá proporcionar lo siguiente:
  - a) declaración de conformidad detallada, y
  - b) actualización de los datos técnicos aplicables, modelos de simulación, una réplica exacta del sistema de control y los estudios mencionados en el artículo 57, incluyendo el uso de los valores reales medidos durante la prueba.
4. Si se identificasen incompatibilidades en relación con la concesión de la FON, podrá concederse una excepción mediante solicitud presentada al gestor de red pertinente, de conformidad con los artículos 79 y 80. El gestor de red pertinente expedirá una FON si el sistema HVDC cumple las disposiciones de la excepción.

Si la solicitud de excepción fuera rechazada, el gestor de red pertinente tendrá derecho a denegar el funcionamiento del sistema HVDC o las unidades convertidoras de HVDC en cuestión hasta que el propietario del sistema HVDC y el gestor de red pertinente hayan resuelto la incompatibilidad y el gestor de red pertinente considere que el sistema HVDC es conforme a las disposiciones del presente Reglamento.

Si el gestor de red pertinente y el propietario del sistema HVDC 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 59

##### **Notificación operacional limitada relativa a sistemas HVDC/excepciones**

1. Los propietarios de sistemas HVDC a los que se haya concedido una FON deberán informar al gestor de red pertinente de forma inmediata de las siguientes circunstancias:
  - a) el sistema HVDC está temporalmente sujeto a una modificación importante o sufre una pérdida de capacidad significativa a causa de la implementación de una o más modificaciones de importancia para sus prestaciones, o
  - b) averías en el equipo que generan una falta de conformidad con algunos requisitos pertinentes.

2. El propietario del sistema HVDC solicitará al gestor de red pertinente una notificación operacional limitada (LON), si tiene razones fundadas para esperar que las circunstancias descritas en el apartado 1 no duren más de tres meses.
3. El gestor de red pertinente expedirá una LON en la que se identifiquen claramente:
  - 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 12 meses. El período inicial concedido podrá ser inferior, con posibilidad de prórroga, si se envían pruebas que demuestren, a entera satisfacción del gestor de red pertinente, que se han realizado avances importantes en el sentido de la plena conformidad.
4. La FON quedará suspendida durante el período de validez de la LON respecto las cuestiones para las que esta haya sido expedida.
5. Se podrá conceder una prórroga adicional del período de validez de la LON, previa presentación de la solicitud de excepción correspondiente al gestor de red pertinente antes de que venza dicho plazo, de conformidad con los artículos 79 y 80.
6. El gestor de red pertinente podrá denegar el funcionamiento del sistema HVDC si concluye la LON y persiste la circunstancia que la motivó. En ese caso, la FON quedará invalidada automáticamente.
7. Si el gestor de red pertinente no concede una prórroga del plazo de validez de la LON de conformidad con el apartado 5, o si se niega a permitir el funcionamiento del sistema HVDC cuando la LON ya no sea válida de conformidad con el apartado 6, el propietario del sistema HVDC podrá, en el plazo de seis meses desde la notificación de la decisión del gestor de red pertinente, remitir el asunto para decisión a la autoridad reguladora.

## CAPÍTULO 2

### **Conexión de nuevos módulos de parque eléctrico conectados en CC**

#### Artículo 60

#### **Disposiciones generales**

1. Las disposiciones de este artículo se aplicarán solamente a los módulos de parque eléctrico nuevos conectados en CC.
2. El propietario de un módulo de parque eléctrico conectado en CC demostrará al gestor de red pertinente su conformidad con los requisitos a los que se refiere el título III en los puntos de conexión correspondientes mediante la correcta conclusión del procedimiento de notificación operacional previsto para conexión de módulos de parque eléctrico conectados en CC descrito en los artículos 61 a 66.
3. El gestor de red pertinente deberá especificar y poner a disposición pública otros detalles del procedimiento de notificación operativa.
4. El procedimiento de notificación operacional para la conexión de cada nuevo módulo de parque eléctrico conectado en CC deberá incluir lo siguiente:
  - a) notificación operacional de energización (EON);
  - b) notificación operacional temporal (ION), y
  - c) notificación operacional definitiva (FON).

*Artículo 61***Notificación operacional de energización (EON) relativa a módulos de parque eléctrico conectados en CC**

1. Una EON dará derecho al propietario de un módulo de parque eléctrico conectado en CC a energizar su red interna y recursos auxiliares empleando la conexión a la red que se especifica mediante los puntos de conexión.
2. El gestor de red pertinente deberá expedir una EON, supeditada a la finalización de los preparativos, incluido el acuerdo entre el gestor de red pertinente y el propietario del módulo de parque eléctrico conectado en CC, sobre los ajustes de protección y control aplicables a los puntos de conexión.

*Artículo 62***Notificación operacional temporal (ION) relativa a módulos de parque eléctrico conectados en CC**

1. Una ION dará derecho al propietario de módulo de parque eléctrico conectado en CC a hacer funcionar dicho módulo y a producir energía empleando la conexión de 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.
3. En relación con el proceso de análisis de datos y estudios, el propietario de módulo de parque eléctrico conectado en CC, a solicitud del gestor de red pertinente, presentará los elementos siguientes:
  - a) declaración de conformidad detallada;
  - b) datos técnicos detallados del módulo de parque eléctrico conectado en CC relevantes para la conexión a la red a través de los puntos de conexión, especificados por el gestor de red pertinente en coordinación con el GRT pertinente;
  - c) certificados de equipo del módulo de parque eléctrico conectado en CC, cuando de ellos dependa la prueba de conformidad;
  - d) modelos de simulación como se indica en el artículo 54 y como lo requiera el gestor de red pertinente en coordinación con el GRT pertinente;
  - e) estudios que demuestren las prestaciones dinámicas y en régimen permanente esperadas conforme a lo dispuesto en el título III, y
  - f) detalles de las pruebas de conformidad previstas de acuerdo con el artículo 73.
4. Salvo cuando se aplique lo dispuesto en el apartado 5, el período máximo durante el cual el propietario del módulo de parque eléctrico conectado en CC podrá mantener el estado ION no superará 24 meses. El gestor de red pertinente podrá especificar un período de validez de ION más corto. El período de validez de la ION será comunicado a la autoridad reguladora de acuerdo con el marco normativo nacional aplicable. El estado ION solo podrá ser prorrogado si el propietario del módulo de parque eléctrico conectado en CC demuestra que ha realizado avances importantes en el sentido de la plena conformidad. En el momento de la ampliación de la ION, se identificarán explícitamente las cuestiones pendientes.
5. El período máximo de permanencia en el estado ION de un propietario de módulo de parque eléctrico conectado en CC podrá prorrogarse más allá de 24 meses, previa presentación de la solicitud de excepción correspondiente al gestor de red pertinente de conformidad con el procedimiento previsto en el título VII.



*Artículo 63***Notificación operacional definitiva (FON) relativa a módulos de parque eléctrico conectados en CC**

1. Una FON dará derecho al propietario de módulo de parque eléctrico conectado en CC a hacer funcionar dicho módulo empleando la conexión a la red a través de los puntos de conexión especificados.
2. El gestor de red pertinente deberá expedir una FON, previa eliminación de todas las incompatibilidades identificadas en el estado ION y previa conclusión del proceso de análisis de datos y estudios conforme a lo dispuesto en el presente Reglamento.
3. en lo que se refiere al proceso de análisis de datos y estudios, el propietario de módulo de parque eléctrico conectado en CC, a solicitud del gestor de red pertinente, presentará los elementos siguientes:
  - a) declaración de conformidad detallada, y
  - b) actualización de los datos técnicos aplicables, modelos y estudios de simulación a los que se refiere el artículo 62, apartado 3, incluido el uso de los valores reales medidos durante las pruebas.
4. Si se identificasen incompatibilidades en relación con la concesión de la FON, podrá concederse una excepción mediante solicitud presentada al gestor de red pertinente, de conformidad con el procedimiento de excepción previsto en el título VII. El gestor de red pertinente expedirá una FON si el módulo de parque eléctrico conectado en CC cumple las disposiciones de la excepción. El gestor de red pertinente podrá denegar el funcionamiento del módulo de parque eléctrico conectado en CC cuya solicitud de excepción por el propietario haya sido rechazada, hasta que el propietario del módulo de parque eléctrico conectado en CC y el gestor de red pertinente hayan resuelto la incompatibilidad y el gestor de red pertinente considere que el módulo de parque eléctrico conectado en CC es conforme.

*Artículo 64***Notificación operativa limitada relativa a módulos de parque eléctrico conectados en CC**

1. Los propietarios de módulos de parque eléctrico conectados en CC a los que se haya concedido una FON deberán informar al gestor de red pertinente de forma inmediata en los casos siguientes:
  - a) el módulo de parque eléctrico conectado en CC está temporalmente sujeto a una modificación importante o pérdida de capacidad, a causa de la aplicación de una o más modificaciones de importancia para sus prestaciones, o
  - b) averías en el equipo que generan una falta de conformidad con algunos requisitos pertinentes.
2. El propietario del módulo de parque eléctrico conectado en CC solicitará al gestor de red pertinente una notificación operativa limitada (LON), si espera razonablemente que las circunstancias descritas en el apartado 1 no duren más de tres meses.
3. El GRT pertinente emitirá una LON en la que se identifiquen claramente:
  - 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 12 meses. El período inicial concedido podrá ser inferior, con posibilidad de prórroga, si se envían pruebas que demuestren, a entera satisfacción del gestor de red pertinente, que se han realizado avances importantes en el sentido de la plena conformidad.

4. La FON quedará suspendida durante el período de validez de la LON respecto las cuestiones para las que esta haya sido expedida.
5. Se podrá conceder una ampliación adicional del período de validez de la LON, previa solicitud de una excepción dirigida al gestor de red pertinente antes de que transcurra dicho período, de acuerdo con el procedimiento de excepción descrito en el título VII.
6. El gestor de red pertinente podrá denegar el funcionamiento del módulo de parque eléctrico conectado en CC si concluye el período de validez de la LON y persiste la circunstancia que la motivó. En ese caso, la FON quedará invalidada automáticamente.

### CAPÍTULO 3

#### *Análisis de costes y beneficios*

##### *Artículo 65*

#### **Identificación de costes y beneficios derivados de la aplicación de requisitos a sistemas HVDC o a módulos de parque eléctrico conectados en CC ya existentes**

1. Antes de la aplicación de cualquier requisito fijado en el presente Reglamento para sistemas HVDC o módulos de parque eléctrico conectados en CC ya existentes, de acuerdo con el apartado 3 del artículo 4, el GRT pertinente hará una comparación cualitativa de costes y beneficios de la aplicación del requisito considerado. 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. Con posterioridad a una evaluación de fase preparatoria realizada de acuerdo con el apartado 1, el GRT pertinente llevará a cabo un análisis cuantitativo de costes y beneficios de cualquier requisito que esté siendo considerado para su aplicación a sistemas HVDC o módulos de parque eléctrico conectados mediante CC existentes que hayan demostrado beneficios potenciales como consecuencia de la fase preparatoria del 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 un período transitorio para la aplicación del requisito a sistemas HVDC o módulos de parque eléctrico conectados en CC 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 8.
4. Transcurridos no más de seis meses desde el fin de la consulta pública, el GRT pertinente deberá preparar un informe que explique el resultado de la consulta y en el que se haga una propuesta de la aplicabilidad del requisito en consideración a los sistemas HVDC o a los módulos de parque eléctrico conectados en CC existentes. El informe y la propuesta deberán ser notificados a la autoridad reguladora o, cuando proceda, al Estado miembro, y el propietario del sistema HVDC o del módulo de parque eléctrico conectado en CC o, cuando proceda, el tercero, serán 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, deberá incluir los elementos siguientes:
  - a) un procedimiento de notificación operacional que demuestre la aplicación de los requisitos por el propietario del sistema HVDC o del módulo de parque eléctrico conectado en CC ya existentes;

- b) un período transitorio para aplicar los requisitos, que deberá tener en cuenta la categoría del sistema HVDC o del módulo de parque eléctrico conectado en CC y cualquier obstáculo subyacente a la aplicación eficaz de la modificación o adecuación del equipo.

#### Artículo 66

### Principios del análisis de costes y beneficios

1. Los propietarios de sistemas HVDC, los propietarios de módulos de parque eléctrico conectados en CC y los GRD, incluidos los gestores de redes de distribución cerradas (CDSO), deberán ayudar y contribuir al análisis de costes y beneficios previsto en los artículos 65 y 80 y proporcionar los datos requeridos por el gestor de red pertinente o el GRT pertinente en los tres meses siguientes a la recepción de una solicitud, salvo indicación en contrario del GRT pertinente. Para la elaboración de un análisis de costes y beneficios por el propietario, o posible futuro propietario, de un sistema HVDC o de un módulo de parque eléctrico conectado en CC para la evaluación de una posible excepción según el artículo 79, el GRT y el GRD pertinentes, incluido el CDSO, deberá ayudar y colaborar al análisis y proporcionar los datos necesarios solicitados por el propietario, o posible futuro propietario, del sistema HVDC o del módulo de parque eléctrico conectado en CC en los tres meses siguientes a la recepción de una solicitud, salvo indicación en contrario del propietario, o posible futuro propietario, del sistema HVDC o del módulo de parque eléctrico conectado en CC.
2. El análisis de costes y beneficios deberá cumplir los principios siguientes:
  - a) el GRT pertinente, el propietario, o posible futuro propietario, del sistema HVDC o del módulo de parque eléctrico conectado en CC basarán sus 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, el propietario, o posible futuro propietario, del sistema HVDC o del módulo de parque eléctrico conectado en CC cuantificarán asimismo los beneficios socioeconómicos en términos de mejora de la seguridad de suministro e incluirán al menos:
    - 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 propietario, o posible futuro propietario, del sistema HVDC o del módulo de parque eléctrico conectado en CC cuantificarán los beneficios para el mercado interior de la electricidad, el comercio transfronterizo y la integración de energías renovables, incluyendo por lo menos:
    - 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) los planes de defensa.
  - d) el GRT pertinente cuantificará los costes de la aplicación de las reglas necesarias a los sistemas HVDC o los módulos de parque eléctrico conectados en CC existentes, incluyendo al menos:
    - i) los costes directos incurridos en la aplicación 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 VI

## CONFORMIDAD

## CAPÍTULO 1

**Supervisión de la conformidad**

## Artículo 67

**Disposiciones comunes sobre pruebas de conformidad**

1. Las pruebas de funcionamiento de los sistemas HVDC y de los módulos de parque eléctrico conectados en CC tendrán por objeto 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 del sistema HVDC o del módulo de parque eléctrico conectado en CC efectuar una serie alternativa de pruebas, siempre que estas sean eficientes y suficientes para demostrar que el sistema HVDC o el módulo de parque eléctrico conectado en CC cumple los requisitos del presente Reglamento, y
  - b) exigir al propietario del sistema HDVC o del módulo de parque eléctrico conectado en CC que efectúe nuevas series de pruebas o series de pruebas alternativas en los casos en que la información suministrada al gestor de red pertinente en el ámbito de las pruebas de conformidad, con arreglo a las disposiciones del capítulo 2 del título VI, no sea suficiente para demostrar la conformidad con los requisitos del presente Reglamento.
3. El propietario del sistema HDVC o del módulo de parque eléctrico conectado en CC será el responsable de realizar las pruebas de conformidad con las condiciones establecidas en el capítulo 2 del título VI. 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 del sistema HDVC o del módulo de parque eléctrico conectado en CC deberá proporcionar el equipo de supervisión adecuado para registrar todas las señales y medidas de las pruebas correspondientes, así como garantizar que los representantes necesarios del propietario del sistema HDVC o del módulo de parque eléctrico conectado en CC 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 al efecto por el gestor de red pertinente. El gestor de red pertinente podrá decidir su participación a su entera discreción.

## Artículo 68

**Disposiciones comunes sobre simulaciones de conformidad**

1. Las simulaciones del funcionamiento de sistemas HVDC y de módulos de parque eléctrico conectados en CC tendrán por objetivo demostrar el cumplimiento de los requisitos del presente Reglamento.
2. No obstante los requisitos mínimos de la simulación de conformidad establecidos en el presente Reglamento, el gestor de red pertinente podrá:
  - a) permitir al propietario del sistema HVDC o del módulo de parque eléctrico conectado en CC efectuar una serie alternativa de simulaciones, siempre que estas sean eficientes y suficientes para demostrar que el sistema HVDC o el módulo de parque eléctrico conectado en CC cumple los requisitos del presente Reglamento o de la legislación nacional, y
  - b) exigir al propietario del sistema HDVC o del módulo de parque eléctrico conectado en CC que efectúe nuevas series de simulaciones o series de simulaciones alternativas en los casos en que la información suministrada al gestor de red pertinente en el ámbito de las simulaciones de conformidad, con arreglo a las disposiciones del capítulo 3 del título VI, no sea suficiente para demostrar la conformidad con los requisitos del presente Reglamento.

3. Para demostrar conformidad con los requisitos del presente Reglamento, el propietario del sistema HVDC o del módulo de parque eléctrico conectado en CC deberá presentar un informe con los resultados de la simulación. El propietario del sistema HVDC o del módulo de parque eléctrico conectado en CC deberá elaborar y presentar un modelo de simulación validado para cada sistema HVDC o módulo de parque eléctrico conectado en CC. Las características de los modelos de simulación están establecidas en los artículos 38 y 54.
4. El gestor de red pertinente tendrá derecho a comprobar que el sistema HVDC o el módulo de parque eléctrico conectado en CC 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 le hayan presentado.
5. El gestor de red pertinente deberá presentar al propietario del sistema HVDC o del módulo de parque eléctrico conectado en CC 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 capítulo 3 del título VI.

#### *Artículo 69*

### **Responsabilidad del propietario del sistema HVDC o del módulo de parque eléctrico conectado en CC**

1. El propietario del sistema HVDC garantizará que el sistema HVDC y las estaciones convertidoras de HVDC sean conformes a los requisitos dispuestos en el presente Reglamento. Esta conformidad se deberá mantener durante toda la vida útil de la instalación.
2. El propietario del módulo de parque eléctrico conectado en CC garantizará que el módulo de que se trate sea conforme a los requisitos dispuestos en el presente Reglamento durante toda la vida útil de la instalación.
3. Las modificaciones planificadas de las capacidades técnicas del sistema HVDC, de la estación convertidora de HVDC o del módulo de parque eléctrico conectado en CC que pudieran tener un impacto sobre su conformidad con los requisitos dispuestos en el presente Reglamento deberán ser notificadas al gestor de red pertinente por el propietario del sistema HVDC o del módulo de parque eléctrico conectado en CC antes de iniciar dichas modificaciones.
4. Los incidentes operacionales o averías de un sistema HVDC, de una estación convertidora de HVDC o de un módulo de parque eléctrico conectado en CC que pudieran tener un impacto sobre su conformidad con los requisitos dispuestos en el presente Reglamento serán notificadas al gestor de red pertinente por el propietario del sistema HVDC o del módulo de parque eléctrico conectado en CC cuanto antes y sin demora alguna después del incidente en cuestión.
5. Los programas y procedimientos de pruebas previstos para verificar la conformidad de un sistema HVDC, de una estación una estación convertidora de HVDC o de un módulo de parque eléctrico conectado en CC con los requisitos del presente Reglamento deberán ser notificados al gestor de red pertinente por el propietario del sistema HVDC o del módulo de parque eléctrico conectado en CC oportunamente y antes de su inicio, y deberán ser aprobados por el gestor de red pertinente.
6. Se facilitará la participación del GRT gestor de red pertinente en esas pruebas a fin de que pueda registrar las prestaciones de los sistemas HVDC, las estaciones convertidoras de HVDC o los módulos de parque eléctrico conectados en CC.

#### *Artículo 70*

### **Funciones del gestor de red pertinente**

1. El gestor de red pertinente evaluará periódicamente la conformidad de sistemas HVDC, estaciones convertidoras de HVDC, o módulos de parque eléctrico conectados en CC con los requisitos del presente Reglamento durante toda la vida útil del sistema HVDC, de la estación convertidora de HVDC o del módulo de parque eléctrico conectado en CC. El propietario del sistema HVDC o del módulo de parque eléctrico conectado en CC será informado del resultado de esa evaluación.

2. Cuando se lo solicite el gestor de red pertinente, el propietario del sistema HVDC o el del módulo de parque eléctrico conectado en CC efectuará pruebas de conformidad y simulaciones, no solamente durante los procedimientos de notificación operacional previstos en el título V, sino repetidamente durante toda la vida útil del sistema HVDC, de la estación convertidora de HVDC, o del módulo de parque eléctrico conectado en CC según un plan o esquema general de pruebas repetidas y simulaciones especificadas, o después de cualquier avería, modificación o sustitución de cualquier equipo que pudiera tener un impacto en la conformidad con los requisitos del presente Reglamento. El propietario del sistema HVDC o del módulo de parque eléctrico conectado en CC será informado del resultado de esas pruebas de conformidad y simulaciones.

3. El gestor de red pertinente deberá poner a disposición pública la lista de la información y documentación que se deberá facilitar, así como los requisitos que deberá cumplir el propietario del sistema HVDC o del módulo de parque eléctrico conectado en CC en el marco del proceso de conformidad. Esa lista deberá contener como mínimo la siguiente información, documentación y requisitos:

- a) toda la documentación y certificados que deberá presentar el propietario del sistema HVDC o del módulo de parque eléctrico conectado en CC;
- b) detalles de los datos técnicos del sistema HVDC, la estación convertidora de HVDC, o el módulo de parque eléctrico conectado en CC relevantes 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 del sistema HVDC o del módulo de parque eléctrico conectado en CC que demuestren las prestaciones dinámicas y en régimen permanente esperadas conforme a lo dispuesto en los títulos II, III y IV;
- f) condiciones y procedimientos, incluido el ámbito, para registrar los 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 del módulo de parque eléctrico conectado en CC.

4. El gestor de red pertinente deberá poner a disposición pública la asignación de responsabilidades al propietario del sistema HVDC o del módulo de parque eléctrico conectado en CC y al gestor de red en relación con las pruebas, simulaciones y supervisiones de conformidad.

5. El gestor de red pertinente podrá asignar parcial o totalmente la ejecución de la supervisión de conformidad a terceros. En este caso, el gestor de red pertinente deberá garantizar la conformidad con el artículo 10 mediante los compromisos de confidencialidad apropiados con el cesionario.

6. Si las pruebas o simulaciones de conformidad no pudieran ser efectuadas conforme a lo acordado entre el gestor de red pertinente y el propietario del sistema HVDC o del módulo de parque eléctrico conectado en CC, por razones únicamente imputables al gestor de red pertinente, este último no podrá denegar sin causa justificada ninguna de las notificaciones operacionales previstas en el título V.

7. Cuando se le solicite, el gestor de red pertinente proporcionará al GRT pertinente los resultados de las pruebas y simulaciones de conformidad mencionadas en el presente capítulo.

## CAPÍTULO 2

### **Pruebas de conformidad**

#### *Artículo 71*

### **Pruebas de conformidad de sistemas HVDC**

1. En lugar de parte de las pruebas descritas a continuación, podrán utilizarse certificados de equipo, siempre que estos se entreguen al gestor de red pertinente.

2. En lo que respecta a la prueba de capacidad de potencia reactiva:
  - a) la unidad convertidora de HVDC o la estación convertidora de HVDC deberán demostrar su capacidad técnica para suministrar capacidad de potencia reactiva en adelanto y en retraso de acuerdo con el artículo 20;
  - b) la prueba de capacidad de potencia reactiva se llevará a cabo con la potencia reactiva máxima, tanto en adelanto como en retraso, y con respecto a la verificación de los parámetros siguientes:
    - i) funcionamiento con la capacidad mínima de transporte de potencia activa de HVDC,
    - ii) funcionamiento con la capacidad máxima de transporte de potencia activa de HVDC,
    - iii) funcionamiento en un valor de consigna de potencia activa entre dichas capacidades mínima y máxima de transporte de potencia activa de HVDC;
  - c) la prueba se considerará superada siempre que se hayan cumplido de manera acumulativa las condiciones siguientes:
    - i) la unidad convertidora de HVDC o la estación convertidora de HVDC hayan estado funcionando durante al menos una hora a la máxima potencia reactiva, tanto en adelanto como en retraso, en cada parámetro especificado en la letra b),
    - ii) la unidad convertidora de HVDC o la estación convertidora de HVDC demuestren su capacidad para cambiar a cualquier valor de consigna de potencia reactiva del rango de potencia reactiva aplicable en el ámbito de los objetivos de funcionamiento especificados del esquema de control de potencia reactiva correspondiente, y
    - iii) no se active ninguna medida de protección dentro de los límites de funcionamiento especificados del diagrama de capacidad de potencia reactiva.
3. En lo que respecta a la prueba del modo de control de la tensión:
  - a) la unidad convertidora de HVDC o la estación convertidora de HVDC deberán demostrar su capacidad para funcionar en el modo de control de tensión en las condiciones establecidas en el artículo 22, apartado 3;
  - b) la prueba del modo de control de tensión se aplicará para la verificación de los parámetros siguientes:
    - i) pendiente implementada y banda muerta de la característica estática,
    - ii) precisión de la regulación,
    - iii) insensibilidad de la regulación,
    - iv) momento de la activación de la potencia reactiva;
  - c) la prueba se considerará superada siempre que se hayan cumplido de manera acumulativa las condiciones siguientes:
    - i) el rango de regulación y el estatismo y la banda muerta ajustables son conformes a los parámetros característicos acordados o decididos que se establecen en el artículo 22, apartado 3,
    - ii) la insensibilidad del control de la tensión no es superior a 0,01 pu,
    - iii) tras un escalón de tensión, se ha logrado el 90 % de la variación de potencia reactiva dentro de los tiempos y tolerancias especificados en el artículo 22, apartado 3.
4. En lo que respecta a la prueba del modo de control de potencia reactiva:
  - a) la unidad convertidora de HVDC o la estación convertidora de HVDC deberán demostrar su capacidad para funcionar en el modo de control de potencia reactiva de acuerdo con las condiciones establecidas en el artículo 22, apartado 4;
  - b) la prueba del modo de control de potencia reactiva deberá ser complementaria a la prueba de capacidad de potencia reactiva;
  - c) la prueba del modo de control de potencia reactiva se aplicará para verificar los parámetros siguientes:
    - i) rango y escalón del valor de consigna de la potencia reactiva,
    - ii) precisión de la regulación, y
    - iii) momento de la activación de la potencia reactiva;

- d) la prueba se considerará superada siempre que se hayan cumplido de manera acumulativa las condiciones siguientes:
- que se garanticen el rango y el escalón del valor de consigna de la potencia reactiva de acuerdo con el artículo 22, apartado 4,
  - que la precisión de la regulación cumpla las condiciones establecidas en el artículo 22, apartado 3.
5. En lo que respecta a la prueba del modo de control del factor de potencia:
- la unidad convertidora de HVDC o la estación convertidora de HVDC deberán demostrar su capacidad para funcionar en el modo de control del factor de potencia de acuerdo con las condiciones establecidas en el artículo 22, apartado 5;
  - la prueba del modo de control del factor de potencia se aplicará para verificar los parámetros siguientes:
    - rango del valor de consigna del factor de potencia,
    - precisión de la regulación,
    - respuesta de potencia reactiva a los saltos de potencia activa;
  - la prueba se considerará superada siempre que se hayan cumplido de manera acumulativa las condiciones siguientes:
    - que se garanticen el rango y el escalón del valor de consigna del factor de potencia de acuerdo con el artículo 22, apartado 5,
    - que el momento de la activación de potencia reactiva debido a un salto de potencia activa no supere los requisitos establecidos con arreglo al artículo 22, apartado 5,
    - que la precisión de la regulación sea conforme al valor indicado en el artículo 22, apartado 5.
6. En lo que respecta a la prueba de respuesta en modo de regulación potencia-frecuencia (MRPF):
- el sistema HVDC demostrará su capacidad técnica para modular de forma continua la potencia activa en todo el rango de funcionamiento entre la capacidad máxima de transporte de potencia activa de HVDC y la capacidad mínima de transporte de potencia activa de HVDC para contribuir al control de la frecuencia y deberá verificar los parámetros de régimen estacionario de las regulaciones, tales como los parámetros dinámicos y de estatismo y banda muerta, incluida la robustez durante la respuesta a los saltos de frecuencia y a grandes variaciones rápidas de frecuencia;
  - la prueba deberá llevarse a cabo mediante la simulación de escalones y rampas de frecuencia lo suficientemente grandes para activar al menos el 10 % del rango de respuesta de la potencia activa a la frecuencia en cada sentido, teniendo en cuenta los ajustes de estatismo y banda muerta. Se deberán inyectar señales de desviación de frecuencia simuladas en el controlador de la unidad convertidora de HVDC o de la estación convertidora de HVDC;
  - la prueba se considerará superada siempre que se hayan cumplido las condiciones siguientes:
    - que el tiempo de activación de todo el rango de respuesta de la potencia activa a la frecuencia como resultado de un salto de frecuencia no sea superior al estipulado en el anexo II,
    - no se producen oscilaciones no amortiguadas después de la respuesta a una variación brusca,
    - que el tiempo de demora inicial sea conforme al anexo II,
    - que los ajustes de estatismo estén disponibles dentro del rango especificado en el anexo II y la banda muerta (umbrales) no supere el valor del anexo II,
    - que la insensibilidad de la respuesta de la potencia activa con la variación de frecuencia en cualquier punto de funcionamiento no supere los requisitos establecidos en el anexo II.
7. En lo que respecta a la prueba de respuesta en modo de regulación potencia-frecuencia limitado-sobrefrecuencia (MRPFL-O):
- el sistema HVDC demostrará su capacidad técnica para modular de forma continua la potencia activa a fin de contribuir al control de la frecuencia en el caso de grandes aumentos de la frecuencia en el sistema y deberá verificar los parámetros de régimen estacionario de las regulaciones, tales como los parámetros dinámicos y de estatismo y banda muerta, incluida la respuesta a saltos de frecuencia;



- b) la prueba deberá llevarse a cabo mediante la simulación de saltos y rampas de frecuencia lo suficientemente grandes para activar al menos el 10 % de todo el rango de funcionamiento de la potencia activa, teniendo en cuenta los ajustes de estatismo y banda muerta. Se deberán inyectar señales de desviación de frecuencia simuladas en el controlador de la unidad convertidora de HVDC o de la estación convertidora de HVDC;
- c) la prueba se considerará superada siempre que se hayan cumplido las condiciones siguientes:
- que los resultados de la prueba, tanto para parámetros dinámicos como estáticos, sean conformes a los requisitos establecidos en el anexo II,
  - no se producen oscilaciones no amortiguadas después de la respuesta a una variación brusca.
8. En lo que respecta a la prueba de respuesta en modo de regulación potencia-frecuencia limitado-subfrecuencia (MRPFL-U):
- a) el sistema HVDC deberá demostrar su capacidad técnica para modular de forma continua la potencia activa en los puntos de funcionamiento por debajo de la capacidad máxima de transporte de potencia activa de HVDC para contribuir al control de la frecuencia en caso de una gran caída de frecuencia en la red;
- 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 al menos el 10 % de todo el rango de funcionamiento de la potencia activa, teniendo en cuenta los ajustes de estatismo y banda muerta. Se deberán inyectar señales de desviación de frecuencia simuladas en el controlador de la unidad convertidora de HVDC o de la estación convertidora de HVDC;
- c) la prueba se considerará superada siempre que se hayan cumplido las condiciones siguientes:
- que los resultados de la prueba, tanto para parámetros dinámicos como estáticos, sean conformes a los requisitos establecidos en el anexo II,
  - no se producen oscilaciones no amortiguadas después de la respuesta a una variación brusca.
9. En lo que respecta a la prueba de controlabilidad de la potencia activa:
- a) el sistema HVDC demostrará su capacidad técnica para modular de forma continua la potencia activa en todo el rango de funcionamiento de acuerdo con el artículo 13, apartado 1, letras a) y d);
- b) la prueba se llevará a cabo mediante el envío por parte del GRT pertinente de instrucciones manuales y automáticas;
- c) la prueba se considerará superada siempre que se hayan cumplido de manera acumulativa las condiciones siguientes:
- el sistema HVDC ha demostrado un funcionamiento estable,
  - que el tiempo de ajuste de la potencia activa sea menor que el retraso especificado con arreglo al artículo 13, apartado 1, letra a),
  - que la respuesta dinámica del sistema HVDC cuando reciba instrucciones a efectos del intercambio o el reparto de reservas, o de la participación en procesos de compensación de desequilibrios, si es capaz de cumplir los requisitos relativos a dichos productos según lo especificado por el GRT pertinente, haya sido demostrada.
10. En lo que respecta a la prueba de modificación de la tasa de incremento:
- a) el sistema HVDC demostrará su capacidad técnica para ajustar la tasa de incremento de acuerdo con el artículo 13, apartado 2;
- b) la prueba se llevará a cabo mediante el envío por parte del GRT pertinente de instrucciones de modificación del incremento;
- c) la prueba se considerará superada siempre que se hayan cumplido de manera acumulativa las condiciones siguientes:
- que la tasa de incremento sea ajustable,
  - que el sistema HVDC haya demostrado un funcionamiento estable durante los períodos de incremento.

11. En lo que respecta a la prueba de arranque autónomo, en su caso:
  - a) el sistema HVDC demostrará su capacidad técnica para energizar la barra colectora de la subestación remota de CA a la que está conectado, dentro de un intervalo de tiempo especificado por el GRT pertinente, de acuerdo con el artículo 37, apartado 2;
  - b) la prueba se llevará a cabo mientras el sistema HVDC se pone en marcha desde la posición de apagado;
  - c) la prueba se considerará superada siempre que se hayan cumplido de manera acumulativa las condiciones siguientes:
    - i) que el sistema HVDC haya demostrado ser capaz de energizar la barra colectora de la subestación remota de CA a la que está conectado,
    - ii) que el sistema HVDC funcione desde un punto de funcionamiento estable a la capacidad acordada, según el procedimiento del artículo 37, apartado 3.

#### Artículo 72

#### **Prueba de conformidad de módulos de parque eléctrico conectados en CC y de unidades convertidoras de HVDC de terminal remoto**

1. En lugar de parte de las pruebas descritas a continuación, podrán utilizarse certificados de equipo, siempre que estos se entreguen al gestor de red pertinente.
2. En lo que respecta a la prueba de capacidad de potencia reactiva de los módulos de parque eléctrico conectados en CC:
  - a) el módulo de parque eléctrico conectado en CC deberá demostrar su capacidad técnica de proporcionar capacidad de potencia reactiva en adelanto y en retraso de acuerdo con el artículo 40, apartado 2;
  - b) la prueba de capacidad de potencia reactiva se llevará a cabo con la potencia reactiva máxima, tanto en adelanto como en retraso, y con respecto a la verificación de 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 superada siempre que se hayan cumplido de manera acumulativa las condiciones siguientes:
    - i) que el módulo de parque eléctrico conectado en CC haya estado funcionando no menos tiempo que la duración requerida a la máxima potencia reactiva, en adelanto y en retraso, en cada parámetro como se indica en la letra b),
    - ii) que el módulo de parque eléctrico conectado en CC haya demostrado su capacidad para cambiar a cualquier valor de consigna de potencia reactiva dentro del rango de potencia reactiva acordado o decidido en el ámbito de los objetivos de funcionamiento especificados del esquema de control de potencia reactiva correspondiente, y
    - iii) no se active ninguna medida de protección dentro de los límites de funcionamiento especificados del diagrama de capacidad de potencia reactiva.
3. En lo que respecta a la prueba de capacidad de potencia reactiva de las unidades convertidoras de HVDC de terminal remoto:
  - a) la unidad convertidora de HVDC o la estación convertidora de HVDC deberán demostrar su capacidad técnica para suministrar capacidad de potencia reactiva en adelanto y en retraso de acuerdo con el artículo 48, apartado 2;
  - b) la prueba se considerará superada siempre que se hayan cumplido de manera acumulativa las condiciones siguientes:
    - i) que la unidad convertidora de HVDC o la estación convertidora de HVDC hayan estado funcionando no menos de 1 hora a la máxima potencia reactiva, tanto en adelanto como en retraso, con:
      - la capacidad mínima de transporte de potencia activa en HVDC,
      - la capacidad máxima de transporte de potencia activa en HVDC, y
      - un punto de funcionamiento de potencia activa entre los rangos máximo y mínimo,

- ii) que la unidad convertidora de HVDC o la estación convertidora de HVDC demuestren su capacidad para cambiar a cualquier valor de consigna de potencia reactiva dentro del rango de potencia reactiva acordado o decidido dentro de los objetivos de funcionamiento especificados del esquema de control de potencia reactiva correspondiente, y
  - iii) no se active ninguna medida de protección dentro de los límites de funcionamiento especificados del diagrama de capacidad de potencia reactiva.
4. En lo que respecta a la prueba del modo de control de la tensión:
- a) el módulo de parque eléctrico conectado mediante CC demostrará su capacidad para funcionar en el modo de control de la tensión en las condiciones establecidas en el artículo 21 del Reglamento (UE) 2016/631;
  - b) la prueba del modo de control de tensión se aplicará para la verificación de los parámetros siguientes:
    - i) pendiente implementada y banda muerta de la característica estática,
    - ii) precisión de la regulación,
    - iii) insensibilidad de la regulación,
    - iv) momento de la activación de la potencia reactiva;
  - c) la prueba se considerará superada siempre que se hayan cumplido de manera acumulativa las condiciones siguientes:
    - i) que el rango de regulación y el estatismo y la banda muerta ajustables cumplan los parámetros característicos acordados o decididos especificados de conformidad con el artículo 21, apartado 3, letra d), del Reglamento (UE) 2016/631,
    - ii) que la insensibilidad del control de la tensión no sea superior a 0,01 pu, de acuerdo con el artículo 21, apartado 3, letra d), del Reglamento (UE) 2016/631,
    - iii) que tras un salto de tensión, se haya logrado el 90 % del cambio en la salida de potencia reactiva dentro de los tiempos y las tolerancias especificados de conformidad con el artículo 21, apartado 3, letra d), del Reglamento (UE) 2016/631.
5. En lo que respecta a la prueba del modo de control de potencia reactiva:
- a) el módulo de parque eléctrico conectado en CC deberá demostrar su capacidad de funcionar en el modo de control de la potencia reactiva en las condiciones establecidas en el artículo 21, apartado 3, letra d), inciso iii), del Reglamento (UE) 2016/631;
  - b) la prueba del modo de control de potencia reactiva deberá ser complementaria a la prueba de capacidad de potencia reactiva;
  - c) la prueba del modo de control de potencia reactiva se aplicará para verificar los parámetros siguientes:
    - i) rango y escalón del valor de consigna de la potencia reactiva,
    - ii) precisión de la regulación,
    - iii) momento de la activación de la potencia reactiva;
  - d) la prueba se considerará superada siempre que se hayan cumplido de manera acumulativa las condiciones siguientes:
    - i) que se garanticen el rango y el escalón del valor de consigna de la potencia reactiva de conformidad con el artículo 21, apartado 3, letra d), del Reglamento (UE) 2016/631,
    - ii) que la precisión de la regulación sea conforme a lo establecido en el artículo 21, apartado 3, letra d), del Reglamento (UE) 2016/631.
6. En lo que respecta a la prueba del modo de control del factor de potencia:
- a) el módulo de parque eléctrico conectado en CC deberá demostrar su capacidad de funcionar en el modo de control del factor de potencia en las condiciones establecidas en el artículo 21, apartado 3, letra d), inciso iv), del Reglamento (UE) 2016/631;
  - b) la prueba del modo de control del factor de potencia se aplicará para verificar los parámetros siguientes:
    - i) rango del valor de consigna del factor de potencia,
    - ii) precisión de la regulación,
    - iii) respuesta de potencia reactiva a los saltos de potencia activa;

- c) la prueba se considerará superada siempre que se hayan cumplido de manera acumulativa las condiciones siguientes:
- i) que se garanticen el rango y el escalón del valor de consigna del factor de potencia de conformidad con el artículo 21, apartado 3, letra d), del Reglamento (UE) 2016/631,
  - ii) que el tiempo de activación de la potencia reactiva como resultado de un cambio de escalón de la potencia activa no supere el requisito establecido en el artículo 21, apartado 3, letra d), del Reglamento (UE) 2016/631,
  - iii) que la precisión de la regulación sea conforme al valor establecido en el artículo 21, apartado 3, letra d), del Reglamento (UE) 2016/631.
7. En lo que respecta a las pruebas identificadas en los apartados 4, 5 y 6, el GRT pertinente puede seleccionar para la prueba solamente dos de las tres opciones de control.
8. En lo que respecta a la respuesta en MRPFL-O del módulo de parque eléctrico conectado en CC, las pruebas se llevarán a cabo de conformidad con el artículo 47, apartado 3, del Reglamento (UE) 2016/631.
9. En lo que respecta a la respuesta en MRPFL-U del módulo de parque eléctrico conectado en CC, las pruebas se llevarán a cabo de conformidad con el artículo 48, apartado 3, del Reglamento (UE) 2016/631.
10. En lo que respecta a la controlabilidad de la potencia activa del módulo de parque eléctrico conectado en CC, las pruebas se llevarán a cabo de conformidad con el artículo 48, apartado 2, del Reglamento (UE) 2016/631.
11. En lo que respecta a la respuesta en MRPF del módulo de parque eléctrico conectado en CC, las pruebas se llevarán a cabo de conformidad con el artículo 48, apartado 4, del Reglamento (UE) 2016/631.
12. En lo que respecta al control de restablecimiento de la frecuencia a la respuesta en MRPF del módulo de parque eléctrico conectado en CC, las pruebas se llevarán a cabo de conformidad con el artículo 45, apartado 5, del Reglamento (UE) 2016/631.
13. En lo que respecta a una respuesta de señal rápida del módulo de parque eléctrico conectado en CC, se considerará correcta la prueba si el módulo de parque eléctrico conectado en CC puede demostrar su respuesta dentro del tiempo especificado en el artículo 39, apartado 1, letra a).
14. En lo que respecta a las pruebas para módulos de parque eléctrico conectados en CC en que la red colectora de CA no esté a la frecuencia nominal de 50 Hz, el gestor de red pertinente, en coordinación con el GRT pertinente, acordará con el propietario del módulo de parque eléctrico conectado en CC las pruebas de conformidad requeridas.

### CAPÍTULO 3

#### **Simulaciones de conformidad**

##### *Artículo 73*

#### **Simulaciones de conformidad de sistemas HVDC**

1. Podrá utilizarse el certificado del equipo en lugar de parte de las simulaciones siguientes, siempre que se entregue al gestor de red pertinente.
2. En lo que respecta a la simulación de inyección de corriente de falta rápida:
  - a) el propietario de la unidad convertidora de HVDC o el propietario de la estación convertidora de HVDC simularán la capacidad de inyección de corriente de falta rápida en las condiciones establecidas en el artículo 19;
  - b) la simulación se considerará correcta si se demuestra la conformidad con los requisitos establecidos con arreglo al artículo 19.

3. En lo que respecta a la simulación de la capacidad de soportar huecos de tensión:
  - a) el propietario del sistema HVDC simulará la capacidad de soportar huecos de tensión en las condiciones establecidas en el artículo 25, y
  - b) la simulación se considerará correcta si se demuestra la conformidad con los requisitos establecidos con arreglo al artículo 25.
4. En lo que respecta a la simulación de la recuperación de potencia activa posterior a una falta:
  - a) el propietario de un sistema HVDC simulará la capacidad de recuperación de potencia activa posterior a una falta en las condiciones establecidas en el artículo 26;
  - b) la simulación se considerará correcta si se demuestra la conformidad con los requisitos establecidos con arreglo al artículo 26.
5. En lo que respecta a la simulación de la capacidad de potencia reactiva:
  - a) el propietario de la unidad convertidora de HVDC o el propietario de la estación convertidora de HVDC simulará la capacidad de suministrar potencia reactiva en adelanto y en retraso en las condiciones indicadas en el artículo 20, apartados 2 a 4;
  - b) la simulación se considerará correcta siempre que se hayan cumplido de manera acumulativa las condiciones siguientes:
    - i) que el modelo de simulación de la unidad convertidora de HVDC o de la estación convertidora de HVDC se valide en relación con las pruebas de conformidad de la capacidad de potencia reactiva como se indica en el artículo 71,
    - ii) que se demuestre conformidad con los requisitos indicados en el artículo 20, apartados 2 a 4.
6. En lo que respecta a la simulación del control de amortiguación de las oscilaciones de potencia:
  - a) el propietario del sistema HVDC demostrará el funcionamiento de su sistema de control (función POD) para amortiguar las oscilaciones de potencia en las condiciones establecidas en el artículo 30;
  - b) el ajuste producirá una mejor amortiguación de la respuesta de potencia activa correspondiente al sistema HVDC en combinación con la función POD en comparación con la respuesta de la potencia activa del sistema HVDC sin la función POD;
  - c) la simulación se considerará correcta siempre que se hayan cumplido de manera acumulativa las condiciones siguientes:
    - i) la función POD amortigua las oscilaciones de potencia existentes del sistema HVDC dentro del rango de frecuencia especificado por el GRT pertinente. Este rango de frecuencias incluirá la frecuencia en modo local del sistema HVDC y las oscilaciones de red previstas, y
    - ii) la variación de la transferencia de potencia activa en el sistema HVDC especificada por el GRT pertinente no provoca oscilaciones no amortiguadas de potencia activa o reactiva en el sistema HVDC.
7. En lo que respecta a la simulación de la modificación de la potencia activa en caso de perturbación:
  - a) el propietario del sistema HVDC simulará la capacidad de modificar rápidamente la potencia activa de conformidad con el artículo 13, apartado 1, letra b), y
  - b) la simulación se considerará correcta siempre que se hayan cumplido de manera acumulativa las condiciones siguientes:
    - i) el sistema HVDC ha demostrado un funcionamiento estable cuando sigue la secuencia especificada previamente de la variación de potencia activa,
    - ii) el retraso inicial del ajuste de la potencia activa es inferior al valor especificado en el artículo 13, apartado 1, letra b), o está justificado razonablemente si fuera superior.

8. En lo que respecta a la simulación de la inversión rápida de potencia activa, cuando corresponda:
  - a) el propietario del sistema HVDC simulará la capacidad de invertir rápidamente la potencia activa de conformidad con el artículo 13, apartado 1, letra c);
  - b) la simulación se considerará correcta siempre que se hayan cumplido de manera acumulativa las condiciones siguientes:
    - i) el sistema HVDC ha demostrado un funcionamiento estable,
    - ii) el tiempo de ajuste de la potencia activa es inferior al valor especificado en el artículo 13, apartado 1, letra c), o está justificado razonablemente si fuera superior.

#### Artículo 74

#### **Simulaciones de conformidad de módulos de parque eléctrico conectados en CC y unidades convertidoras de HVDC de terminal remoto**

1. Los módulos de parque eléctrico conectados en CC estarán sujetos a las simulaciones de conformidad detalladas en este artículo. Podrá utilizarse el certificado del equipo en lugar de parte de las simulaciones descritas a continuación, siempre que se entregue al gestor de red pertinente.
2. En lo que respecta a la simulación de inyección de corriente de falta rápida:
  - a) el propietario del módulo de parque eléctrico conectado en CC deberá simular la capacidad de inyección de corriente de falta rápida en las condiciones establecidas en el artículo 20, apartado 2, letra b), del Reglamento (UE) 2016/631, y
  - b) la simulación se considerará correcta si se demuestra la conformidad con el requisito establecido en el artículo 20, apartado 2, letra b), del Reglamento (UE) 2016/631.
3. En lo que respecta a la simulación de la recuperación de potencia activa posterior a una falta:
  - a) el propietario del módulo de parque eléctrico conectado en CC deberá simular la capacidad de recuperación de potencia activa posterior a una falta en las condiciones establecidas en el artículo 20, apartado 3, letra a), del Reglamento (UE) 2016/631, y
  - b) la simulación se considerará correcta si se demuestra la conformidad con el requisito establecido en el artículo 20, apartado 3, letra a), del Reglamento (UE) 2016/631.
4. En lo que respecta a la simulación de capacidad de potencia reactiva de los módulos de parque eléctrico conectados en CC:
  - a) el propietario del módulo de parque eléctrico conectado en CC deberá simular la capacidad de potencia reactiva en adelanto y en retraso en las condiciones indicadas en el artículo 40, apartado 2, y
  - b) la simulación se considerará correcta siempre que se hayan cumplido de manera acumulativa las condiciones siguientes:
    - i) el modelo de simulación del módulo de parque eléctrico conectado en CC está validado en relación con las pruebas de conformidad de la capacidad de potencia reactiva como se indica en el artículo 72, apartado 2,
    - ii) está demostrada la conformidad con los requisitos indicados en el artículo 40, apartado 2.
5. En lo que respecta a la simulación de capacidad de potencia reactiva de las unidades convertidoras de HVDC de terminal remoto:
  - a) el propietario de la unidad convertidora de HVDC o el propietario de la estación convertidora de terminal remoto simulará la capacidad de suministrar potencia reactiva en adelanto y en retraso en las condiciones indicadas en el artículo 48, apartado 2, y

- b) la simulación se considerará correcta siempre que se hayan cumplido de manera acumulativa las condiciones siguientes:
- i) el modelo de simulación de la unidad convertidora de HVDC de terminal remoto o de la estación convertidora de HVDC de terminal remoto está validado en relación con las pruebas de conformidad de la capacidad de potencia reactiva como se indica en el artículo 72, apartado 3,
  - ii) está demostrada la conformidad con los requisitos indicados en el artículo 48, apartado 2.
6. En lo que respecta a la simulación del control de amortiguación de las oscilaciones de potencia:
- a) el propietario del módulo de parque eléctrico conectado en CC deberá simular la capacidad de amortiguación de oscilaciones de potencia en las condiciones establecidas en el artículo 21, apartado 3, letra f), del Reglamento (UE) 2016/631, y
  - b) la simulación se considerará correcta siempre que el modelo demuestre conformidad con las condiciones del artículo 21, apartado 3, letra f), del Reglamento (UE) 2016/631.
7. En lo que respecta a la simulación de la capacidad de soportar huecos de tensión:
- a) el propietario del módulo de parque eléctrico conectado en CC deberá simular la capacidad de soportar huecos de tensión en las condiciones establecidas en el artículo 16, apartado 3, letra a), del Reglamento (UE) 2016/631;
  - b) la simulación se considerará correcta siempre que el modelo demuestre conformidad con las condiciones del artículo 16, apartado 3, letra a), del Reglamento (UE) 2016/631.

#### CAPÍTULO 4

### **Orientaciones NO vinculantes sobre la aplicación y supervisión de la aplicación**

#### *Artículo 75*

### **Orientaciones no vinculantes sobre la aplicación**

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 orientaciones escritas no vinculantes a sus miembros y otros gestores de redes relativa a los elementos del presente Reglamento que requieran decisiones nacionales. La REGRT de Electricidad publicará estas orientaciones en su sitio web.
2. La REGRT de Electricidad consultará a las partes interesadas cuando proporcione orientaciones no vinculantes.
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 76*

### **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 deberá, concretamente:
  - a) identificar las posibles divergencias en la aplicación nacional del presente Reglamento;
  - b) evaluar la validez de los valores y rangos seleccionados en los requisitos aplicables a los sistemas HVDC y a los módulos de parque eléctrico conectados en CC 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 de conformidad con el 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 VII

### EXCEPCIONES

#### *Artículo 77*

#### **Potestad para conceder excepciones**

1. Las autoridades reguladoras, a solicitud de un propietario, o posible futuro propietario, de un sistema HVDC, de un propietario, o posible futuro propietario, de un módulo de parque eléctrico conectado en CC, de un gestor de red pertinente o de un GRT pertinente, podrán conceder a los propietarios, o posibles futuros propietarios, de sistemas HVDC o de módulos de parque eléctrico conectados en CC, a los gestores de red o a los GRT pertinentes, excepciones respecto de una o más disposiciones del presente Reglamento para sistemas HVDC y/o módulos de parque eléctrico conectados en CC nuevos o existentes, de conformidad con los artículos 78 a 82.

2. Cuando proceda en un Estado miembro, las excepciones podrán ser concedidas y revocadas de conformidad con los artículos 78 a 81 por otras autoridades distintas de la autoridad reguladora.

#### *Artículo 78*

#### **Disposiciones generales**

1. Cada autoridad reguladora, previa consulta a los gestores de red, los propietarios de sistemas HVDC y los propietarios de módulos de parque eléctrico conectados en CC pertinentes y otras partes interesadas que se puedan considerar afectadas por este Reglamento, especificarán los criterios para otorgar excepciones con arreglo a los artículos 79 a 81. 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 sistemas HVDC o los módulos de parque eléctrico conectados en CC para los que se haya presentado una solicitud de excepción de acuerdo con los artículos 79 a 81 no necesitan cumplir los requisitos del presente Reglamento para los que se haya solicitado una excepción desde el día de la presentación de la solicitud hasta la toma de la decisión por dichas autoridades.

#### Artículo 79

##### **Solicitudes de excepción presentadas por propietarios de sistemas HVDC o de módulos de parque eléctrico conectados en CC**

1. Los propietarios, o posibles futuros propietarios, de sistemas HVDC o de módulos de parque eléctrico conectados en CC podrán solicitar excepciones respecto de uno o de varios requisitos del presente Reglamento.

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, del sistema HVDC o del módulo de parque eléctrico conectado en CC y de una persona de contacto para cualquier comunicación;
- b) una descripción del sistema HVDC o del módulo de parque eléctrico conectado en CC para el 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 acuerdo con los requisitos del artículo 66;
- e) la demostración de que la excepción solicitada no tendrá ningún efecto adverso en el comercio transfronterizo;
- f) en el caso de un módulo de parque eléctrico conectado en CC a una o varias estaciones convertidoras de HVDC de terminal remoto, la prueba de que la estación convertidora no se verá afectada por la excepción o, alternativamente, el acuerdo del propietario de la estación convertidora.

3. En el plazo de dos semanas desde la recepción de la solicitud de excepción, el gestor de red pertinente confirmará al propietario, o posible futuro propietario, del sistema HVDC o al propietario, o posible futuro propietario, del módulo de parque eléctrico conectado en CC, si la solicitud está completa. Si el gestor de red pertinente considera que la solicitud está incompleta, el propietario, o posible futuro propietario, del sistema HVDC o el propietario, o posible futuro propietario, del módulo de parque eléctrico conectado en CC presentarán la información complementaria requerida en el plazo de un mes a partir de la recepción de la solicitud de información adicional. Si el propietario, o posible futuro propietario, del sistema HVDC o el propietario, o posible futuro propietario, del módulo de parque eléctrico conectado en CC no suministrara la información requerida en ese límite de tiempo, se considerará retirada la solicitud de excepción.

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 proporcionado, teniendo en cuenta los criterios determinados por la autoridad reguladora de conformidad con el artículo 78.

5. Si una solicitud de excepción afecta a un sistema HVDC o a un módulo de parque eléctrico conectado en CC a un sistema de distribución, incluido un sistema 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 máximo 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. Dicho plazo podrá prorrogarse un mes cuando el gestor de red pertinente solicite más información al propietario, o posible futuro propietario, del sistema HVDC o al propietario, o posible futuro propietario, del módulo de parque eléctrico conectado en CC, y dos meses cuando el gestor de red pertinente pida al GRT pertinente que presente una evaluación de la solicitud de excepción.

7. La autoridad reguladora deberá tomar una decisión sobre la solicitud de excepción en el plazo máximo de seis meses a partir del día siguiente al de su recepción. Dicho plazo se podrá prorrogar tres meses antes de su vencimiento si la autoridad reguladora solicita más información al propietario, o posible futuro propietario, del sistema HVDC o al propietario, o posible futuro propietario, del módulo de parque eléctrico conectado en CC o a otras partes interesadas. El plazo adicional comenzará cuando se reciba la información completa.

8. El propietario, o posible futuro propietario, del sistema HVDC o el propietario, o futuro propietario, del módulo de parque eléctrico conectado en CC presentarán toda la información solicitada por la autoridad reguladora en el plazo máximo de dos meses desde su solicitud. Si el propietario, o posible futuro propietario, del sistema HVDC o del módulo de parque eléctrico conectado en CC no proporcionase la información solicitada dentro del plazo, la solicitud de excepción se considerará retirada, salvo que, antes de su vencimiento:

- a) la autoridad reguladora decida conceder una prórroga, o
- b) el propietario, o posible futuro propietario, del sistema HVDC o del módulo de parque eléctrico conectado en CC informe a la autoridad reguladora, mediante un escrito motivado, de que la solicitud de excepción está completa.

9. La autoridad reguladora deberá tomar una decisión motivada sobre la solicitud de excepción. Siempre que la autoridad reguladora conceda una excepción, deberá especificar su duración.

10. La autoridad reguladora notificará su decisión al propietario, o posible futuro propietario, del sistema HVDC o al propietario, o posible futuro propietario, del módulo de parque eléctrico conectado en CC, al gestor de red pertinente y al GRT pertinente.

11. La autoridad reguladora podrá revocar una decisión de concesión de una excepción si ya no se aplicasen las circunstancias y los motivos subyacentes, o mediante recomendación motivada de la Comisión, o bien, de conformidad con el artículo 83, apartado 2, de la Agencia.

#### Artículo 80

##### **Solicitudes de excepción presentadas por gestores de red pertinentes o por GRT pertinentes**

1. Los gestores de red pertinentes o los GRT pertinentes podrán solicitar excepciones para clases de sistemas HVDC o de módulos de parque eléctrico conectados en CC que ya estén conectados o que se vayan a conectar a su red.

2. Los gestores de red pertinentes o los GRT pertinentes presentarán sus solicitudes de excepción a la autoridad reguladora. La solicitud de excepción deberá incluir lo siguiente:

- a) la identificación del gestor de red pertinente o del GRT pertinente y de una persona de contacto para cualquier comunicación;
- b) una descripción de los sistemas HVDC o de los módulos de parque eléctrico conectados en CC respecto de los que se solicita la excepción y la capacidad instalada total y el número de sistemas HVDC o módulos de parque eléctrico conectados en CC;
- c) el requisito o requisitos del presente Reglamento respecto de los que se solicite la 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 66. 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 GRDC pertinente, 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 78.

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 el 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 prorrogar 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 reguladora 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 la solicitud de excepción. Siempre que la autoridad reguladora conceda 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 sistemas HVDC, los propietarios de módulos de parque eléctrico conectados en CC y las partes interesadas, incluidos los fabricantes.

11. La autoridad reguladora podrá revocar una decisión de concesión de una excepción si ya no se aplicasen las circunstancias y los motivos subyacentes, o mediante recomendación motivada de la Comisión, o bien, de conformidad con el artículo 83, apartado 2, de la Agencia.

#### *Artículo 81*

#### **Solicitudes de excepción respecto de las disposiciones del título III presentadas por un propietario de módulo de parque eléctrico conectado en CC**

1. Las solicitudes de excepción respecto de las disposiciones del artículo 40, apartado 1, letras b) y c), del artículo 40, apartado 2, letras a) y b), y de los artículos 41 a 45 no estarán sujetas a lo dispuesto en el artículo 79, apartado 2, letras d) y e), cuando se refieran a un módulo de parque eléctrico conectado en CC que tenga o vaya a tener una conexión única a una sola zona síncrona.

2. La autoridad reguladora podrá establecer condiciones para las decisiones sobre las solicitudes de excepción a las que se hace referencia en el apartado 1. Entre ellas la condición de que el desarrollo de la conexión a una red multiterminal, o la conexión de un módulo de parque eléctrico más en el mismo punto, implicará la reevaluación de la excepción por parte de la autoridad reguladora o su cancelación. Al adoptar una decisión relativa a una solicitud de excepción, la autoridad reguladora tendrá en cuenta la necesidad de optimizar la configuración entre el módulo de parque eléctrico conectado mediante CC y la estación convertidora de HVDC de terminal remoto, así como las expectativas legítimas del propietario del módulo de parque eléctrico conectado en CC.

#### *Artículo 82*

### **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 denegado, así como presentar a la Agencia al menos cada seis meses el registro actualizado y consolidado, del que entregarán 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 83*

### **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 a tal efecto.
2. La Agencia podrá presentar una recomendación motivada a una autoridad reguladora para revocar una excepción por falta de justificación. La Comisión podrá igualmente emitir una recomendación motivada a una autoridad reguladora o una autoridad pertinente del Estado miembro para revocar una excepción por 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 exigir o no exigir la revocación de las excepciones.

#### TÍTULO VIII

### **DISPOSICIONES FINALES**

#### *Artículo 84*

### **Modificación de contratos y de términos y condiciones generales**

1. Las autoridades reguladoras velarán por que todas las cláusulas pertinentes de los contratos, términos y condiciones generales relacionadas con la conexión a la red de nuevos sistemas HVDC y nuevos módulos de parque eléctrico conectados en CC se ajusten a los requisitos del presente Reglamento.

2. Todas las cláusulas pertinentes de los contratos, términos y condiciones generales relacionados con la conexión a la red de sistemas HVDC o módulos de parque eléctrico conectados en CC ya existentes sujetos a todos o a algunos de los requisitos del presente Reglamento de conformidad con el apartado 1 del artículo 4 se adaptarán a los requisitos del presente Reglamento. Las cláusulas pertinentes se modificarán en un 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 velarán por que los acuerdos nacionales entre operadores y propietarios de sistemas HDVC y módulos de parque eléctrico conectados en CC, nuevos o ya existentes, sujetos al presente Reglamento y relativos a los requisitos de conexión a la red de sistemas HVDC y módulos de parque eléctrico conectados en CC, especialmente los indicados en códigos de red nacionales, reflejen los requisitos establecidos en el presente Reglamento.

#### *Artículo 85*

### **Sistemas HVDC o módulos de parque eléctrico conectados en CC que conecten con zonas síncronas o de control no obligadas por la legislación de la UE**

1. Cuando un sistema HVDC al que se apliquen los requisitos del presente Reglamento conecte zonas síncronas o de control de las cuales al menos una zona síncrona o de control no esté sujeta a la legislación de la Unión, el GRT pertinente o, llegado el caso, el propietario del sistema HVDC tratará de establecer un acuerdo que garantice que los propietarios de sistemas HVDC sin obligación legal de cumplir el presente Reglamento también cooperen en el cumplimiento de los requisitos.

2. Si no se pudiera establecer un acuerdo con arreglo al apartado 1, el GRT pertinente o, en su caso, el propietario del sistema HVDC correspondiente empleará todos los medios disponibles para cumplir los requisitos del presente Reglamento.

#### *Artículo 86*

### **Entrada en vigor**

El presente Reglamento entrará en vigor a los veinte días de su publicación en el *Diario Oficial de la Unión Europea*.

Sin perjuicio de lo dispuesto en el artículo 4, apartado 2, letra b), y en los artículos 5, 75, 76 y 78, 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 26 de agosto de 2016.

*Por la Comisión*  
*El Presidente*  
Jean-Claude JUNCKER

## ANEXO I

**Rangos de frecuencia a que se refiere en el artículo 11**

Rangos de frecuencia	Período de tiempo de funcionamiento
47,0 Hz — 47,5 Hz	60 segundos
47,5 Hz — 48,5 Hz	A especificar por el GRT pertinente, pero mayor que los tiempos establecidos para la generación y la demanda de conformidad, respectivamente, con el Reglamento (UE) 2016/631 y el Reglamento (UE) 2016/1388, y mayor que los establecidos para los PPM conectados en CC de acuerdo con el artículo 39.
48,5 Hz — 49,0 Hz	A especificar por el GRT pertinente, pero mayor que los tiempos establecidos para la generación y la demanda de conformidad, respectivamente, con el Reglamento (UE) 2016/631 y el Reglamento (UE) 2016/1388, y mayor que los establecidos para los PPM conectados en CC de acuerdo con el artículo 39.
49,0 Hz — 51,0 Hz	Ilimitado
51,0 Hz — 51,5 Hz	A especificar por el GRT pertinente, pero mayor que los tiempos establecidos para la generación y la demanda de conformidad, respectivamente, con el Reglamento (UE) 2016/631 y el Reglamento (UE) 2016/1388, y mayor que los establecidos para los PPM conectados en CC de acuerdo con el artículo 39.
51,5 Hz — 52,0 Hz	A especificar por el GRT pertinente, pero mayor que los tiempos establecidos para los PPM conectados en CC de acuerdo con el artículo 39.

**Cuadro 1:** Períodos de tiempo mínimos durante los que un sistema HVDC deberá ser capaz de funcionar a frecuencias diferentes, desviadas del valor nominal, sin desconectarse de la red.

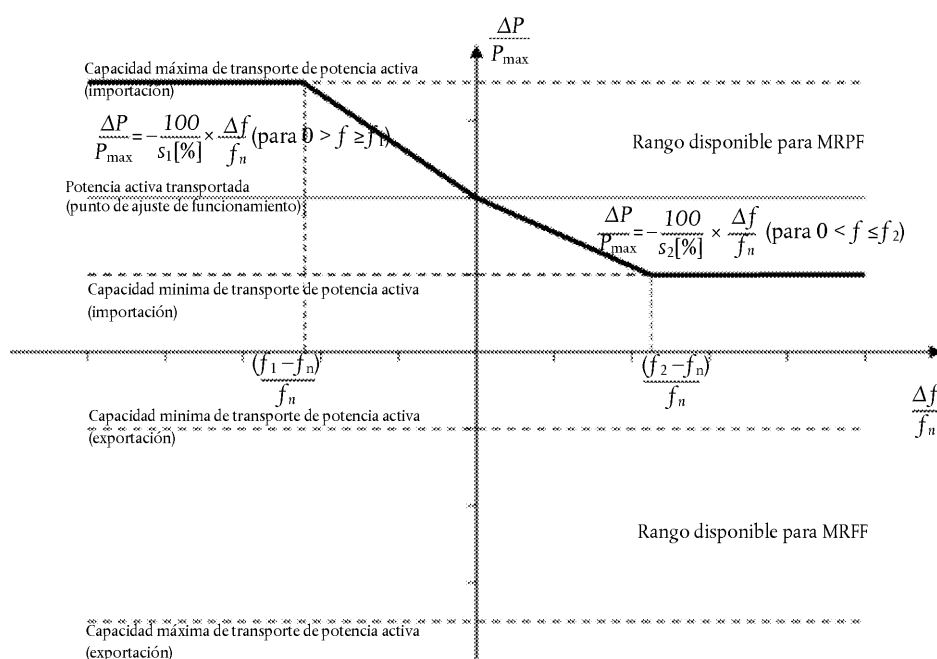
## ANEXO II

**Requisitos aplicables al modo de regulación potencia-frecuencia, al modo de regulación potencia-frecuencia-sobrefrecuencia y al modo de regulación potencia-frecuencia-subfrecuencia**

## A. Modo de regulación potencia-frecuencia

## 1. Cuando se funcione en el modo de regulación potencia-frecuencia (MRPF):

- a) el sistema HVDC deberá ser capaz de responder a los desvíos de frecuencia en cada red de CA conectada ajustando el transporte de potencia activa como se indica en la figura 1 y de acuerdo con los parámetros especificados por cada GRT dentro de los márgenes indicados en el cuadro 2. Esta especificación estará sujeta a notificación a la autoridad reguladora. Las modalidades de dicha notificación se determinarán de conformidad con el marco normativo nacional aplicable;
- b) el ajuste de la respuesta de la potencia activa a la frecuencia estará limitado por la capacidad mínima de transporte de potencia activa de HVDC y la capacidad máxima de transporte de potencia activa de HVDC del sistema HVDC (en cada dirección);

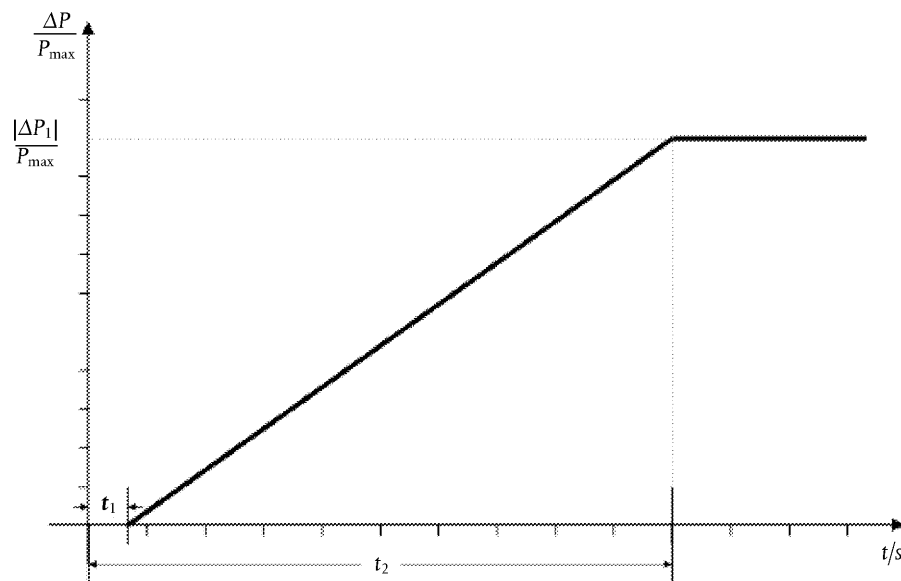


**Figura 1:** Capacidad de respuesta de la potencia activa a la frecuencia de un sistema HVDC en MRPF para ilustrar el caso de banda muerta cero e insensibilidad con un punto de ajuste de potencia activa positivo (modo importación).  $\Delta P$  es la variación de la salida de potencia activa del sistema HVDC.  $f_n$  es la frecuencia objetivo en la red de CA donde se presta servicio de MRPF y  $\Delta f$  es la desviación de frecuencia en la red de CA donde se presta servicio de MRPF.

Parámetros	Rangos
Banda muerta de respuesta con la variación de frecuencia	0 — $\pm 500$ mHz
Estatismo $s_1$ (regulación creciente)	0,1 % como mínimo
Estatismo $s_2$ (regulación decreciente)	0,1 % como mínimo
Insensibilidad de respuesta con la variación de frecuencia	Máximo 30 mHz

**Cuadro 2:** Parámetros para la respuesta de la potencia activa a la frecuencia en MRPF

- c) el sistema HVDC deberá ser capaz, de acuerdo con una instrucción del GRT pertinente, de ajustar los estadismos a la regulación creciente y decreciente, la banda muerta de respuesta a la frecuencia y el rango operacional de variación dentro del margen de potencia activa disponible en MRPF, conforme a lo indicado en la figura 1, y, más generalmente, dentro de los límites fijados en las letras a) y b). Estos valores se deberán notificar a la autoridad reguladora. Las modalidades de dicha notificación se determinarán de conformidad con el marco normativo nacional aplicable;
- ci) a raíz de un salto de frecuencia, el sistema HVDC deberá ser capaz de ajustar la potencia activa a la respuesta de la misma a la frecuencia definida en la figura 1, de forma que la respuesta sea:
- i) tan rápida como sea intrínsecamente viable desde el punto de vista técnico; y
  - ii) esté en la línea continua o por encima de ella según se muestra en la figura 2, de acuerdo con los parámetros especificados por cada GRT pertinente dentro de los márgenes indicados en el cuadro 3:
    - el sistema HVDC deberá ser capaz de aumentar la potencia activa  $\Delta P$  hasta el límite del rango de potencias activas requerido por el GRT pertinente, de acuerdo con los tiempos  $t_1$  y  $t_2$  correspondientes a los rangos del cuadro 3, donde  $t_1$  es el retraso inicial y  $t_2$  el tiempo para la activación plena. Los valores de  $t_1$  y  $t_2$  serán especificados por el GRT pertinente y notificados a la autoridad reguladora. Las modalidades de dicha notificación se determinarán de conformidad con el marco normativo nacional aplicable,
    - si el retraso inicial de la activación es mayor de 0,5 segundos, el propietario del sistema HVDC deberá justificarlo de forma razonada al GRT pertinente.



**Figura 2:** Capacidad de respuesta de la potencia activa a la frecuencia de un sistema HVDC.  $\Delta P$  es la variación de la potencia activa desencadenada por el salto de frecuencia.

Parámetros	Tiempo
Retraso inicial máximo admisible $t_1$	0,5 segundos
Tiempo máximo admisible para activación plena $t_2$ , a menos que el GRT pertinente especifique tiempos de activación mayores	30 segundos

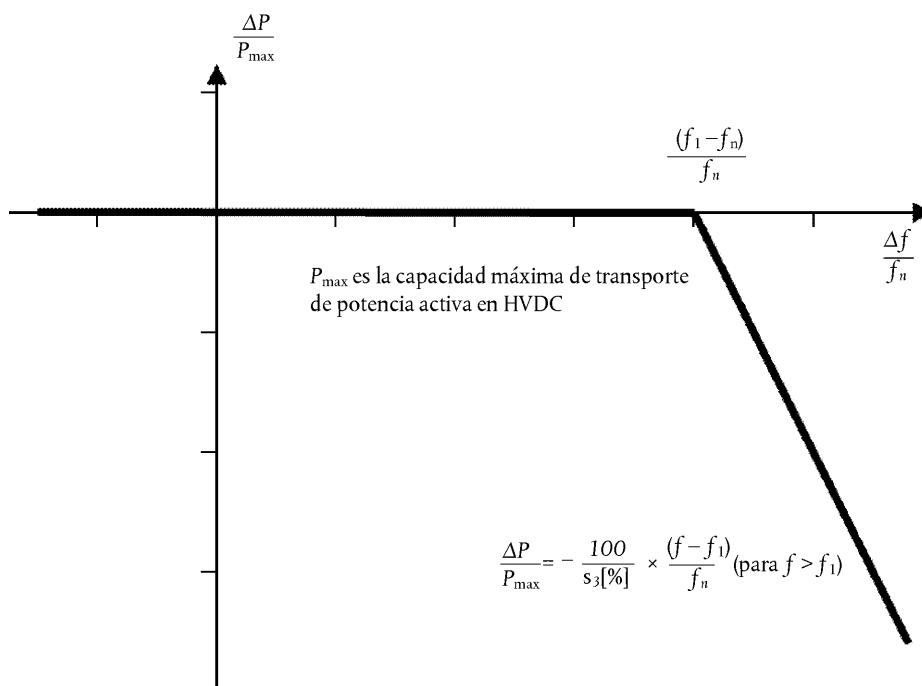
**Cuadro 3:** Parámetros para la activación plena de la respuesta de la potencia activa a la frecuencia resultante de saltos de frecuencia.



- e) para sistemas HVDC que conecten varias zonas de control o zonas síncronas, en funcionamiento en modo de regulación potencia-frecuencia el sistema HVDC deberá ser capaz de ajustar la respuesta plena de potencia activa a la frecuencia en todo momento y para un período de tiempo continuo;
- f) en tanto persista una desviación de frecuencia el control de la potencia activa no presentará un impacto adverso en la respuesta de la potencia activa a la frecuencia.

#### B. Modo de regulación potencia-frecuencia-sobrefrecuencia

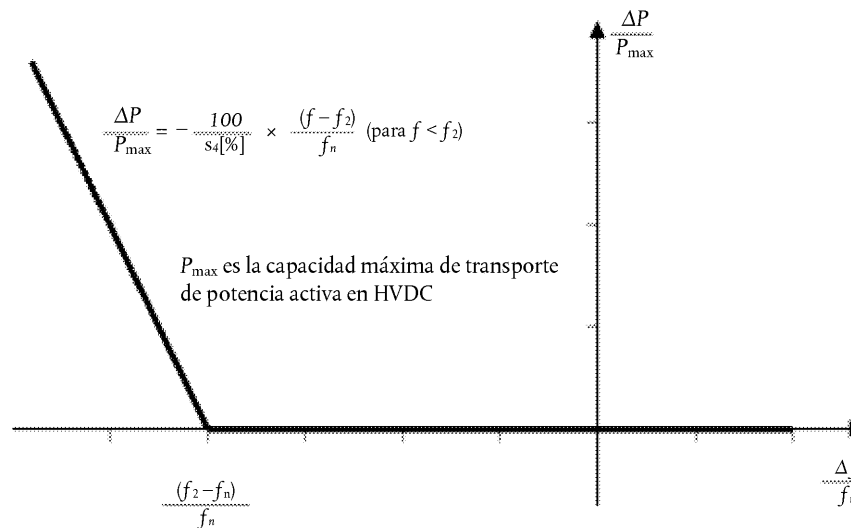
1. Además de los requisitos del artículo 11, se aplicará lo siguiente en relación con el modo de regulación potencia-frecuencia limitado-sobrefrecuencia (MRPFL-O):
  - a) el sistema HVDC deberá ser capaz de ajustar la respuesta de potencia activa a la frecuencia de la red o redes de CA, tanto durante la importación como durante la exportación, de conformidad con la figura 3, en un umbral de frecuencias  $f_1$  entre 50,2 Hz y 50,5 Hz, ambos inclusive, con un estatismo  $S_3$  ajustable de 0,1 % hacia arriba;
  - b) el sistema HVDC deberá ser capaz de reducir la potencia activa hasta su capacidad mínima de transporte de potencia activa en HVDC;
  - c) el sistema HVDC deberá ser capaz de ajustar la respuesta de la potencia activa a la frecuencia con tanta rapidez como sea intrínsecamente viable desde el punto de vista técnico, con un retraso inicial y un tiempo para activación plena determinado por el GRT pertinente y notificado a la autoridad reguladora de conformidad con el marco normativo nacional aplicable;
  - d) el sistema HVDC deberá ser capaz de un funcionamiento estable durante el funcionamiento en MRPFL-O. Si el MRPFL-O está activo, se organizará la jerarquía de funciones de control de conformidad con el artículo 35.
2. Los ajustes de umbral de frecuencia y estatismo indicados en la letra a) del apartado 1 serán determinados por el GRT pertinente y notificados a la autoridad reguladora de conformidad con el marco normativo nacional aplicable.



**Figura 3:** Capacidad de respuesta de la potencia activa a la frecuencia de redes HVDC en MRPFL-O.  $\Delta P$  es la variación de potencia activa del sistema HVDC, dependiendo del estado de funcionamiento, o bien un descenso de potencia importada, o bien un aumento de potencia exportada;  $f_n$  es la frecuencia nominal de la red o redes de CA a las que esté conectado el sistema HVDC y  $\Delta f$  es la variación de frecuencia en la red o redes de CA a las que esté conectado el sistema HVDC. A sobrefrecuencias en las que  $f$  esté por encima de  $f_1$ , el sistema HVDC reducirá la potencia activa de acuerdo con el estatismo fijado.

## C. Modo de regulación potencia-frecuencia limitado-subfrecuencia

1. Además de los requisitos del artículo 11, se aplicará lo siguiente en relación con el modo de regulación potencia-frecuencia limitado-subfrecuencia (MRPFL-U):
  - a) el sistema HVDC deberá ser capaz de ajustar la respuesta de potencia activa a la frecuencia de la red o redes de CA, tanto durante la importación como durante la exportación, de conformidad con la figura 4, en un umbral de frecuencias  $f_2$  entre 49,8 Hz y 49,5 Hz, ambos inclusive, con un estadismo  $S_4$  ajustable de 0,1 % hacia arriba;
  - b) en MRPFL-U, el sistema HVDC deberá ser capaz de ajustar la potencia hasta la capacidad máxima de transporte de potencia activa de HVDC;
  - c) la respuesta de la potencia activa a la frecuencia se activará con tanta rapidez como sea intrínsecamente viable desde el punto de vista técnico, con un retraso inicial y un tiempo para activación plena determinado por el GRT pertinente y notificado a la autoridad reguladora de conformidad con el marco normativo nacional aplicable;
  - d) el sistema HVDC deberá ser capaz de un funcionamiento estable durante el funcionamiento en MRPFL-U. Si el MRPFL-U está activo, se organizará la jerarquía de funciones de control de conformidad con el artículo 35.
2. Los ajustes de umbral de frecuencia y estadismo indicados en la letra a) del apartado 1 serán determinados por el GRT pertinente y notificados a la autoridad reguladora de conformidad con el marco normativo nacional aplicable.



**Figura 4:** Capacidad de respuesta de la potencia activa a la frecuencia de sistemas HVDC en MRPFL-U.  $\Delta P$  es la variación de potencia activa del sistema HVDC, dependiendo de la condición de funcionamiento, una disminución de la potencia importada o un aumento de la potencia exportada.  $f_n$  es la frecuencia nominal de la red o redes de CA a las que está conectado el sistema HVDC y  $\Delta f$  es la variación de frecuencia en la red o redes de CA a las que está conectado el sistema HVDC. A subfrecuencias en las que  $f$  sea inferior a  $f_2$ , el sistema HVDC tiene que aumentar la potencia activa de acuerdo con el estadismo  $s_4$ .

## ANEXO III

**Rangos de tensión a que se hace referencia en el artículo 18**

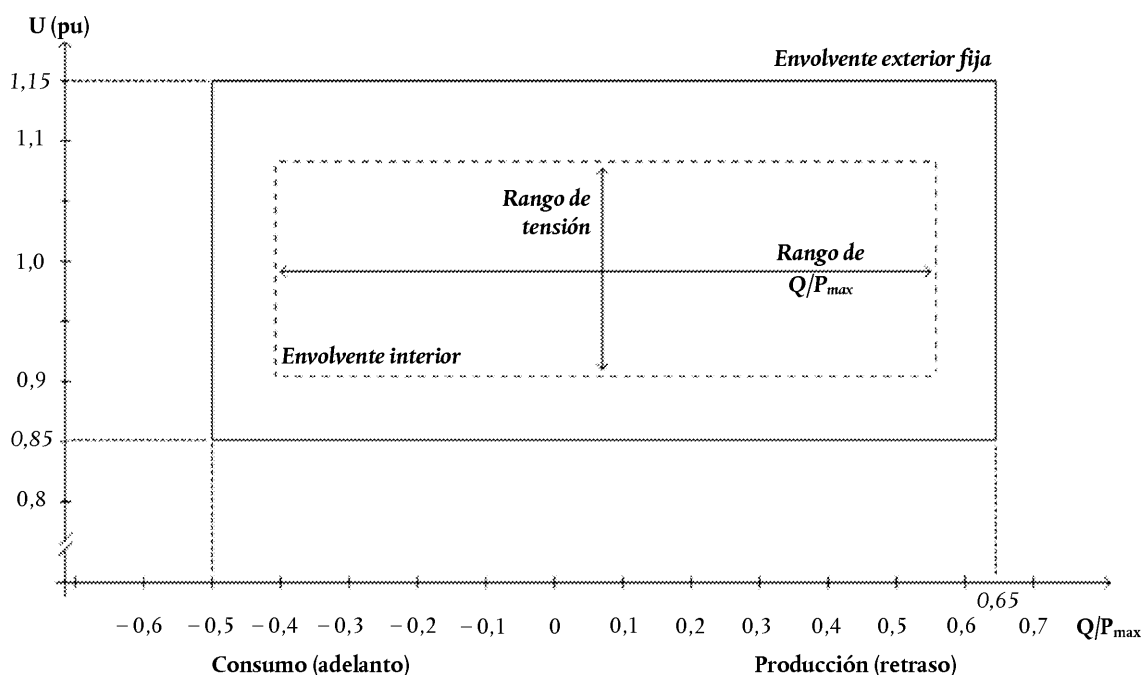
Zona síncrona	Rango de tensión	Período de tiempo de funcionamiento
Europa continental	0,85 pu — 1,118 pu	Ilimitado
	1,118 pu — 1,15 pu	A determinar por cada gestor de red pertinente, en coordinación con el GRT pertinente, pero no inferior a 20 minutos
Países nórdicos	0,90 pu — 1,05 pu	Ilimitado
	1,05 pu — 1,10 pu	60 minutos
Gran Bretaña	0,90 pu — 1,10 pu	Ilimitado
Irlanda e Irlanda del Norte	0,90 pu — 1,118 pu	Ilimitado
Estados bálticos	0,85 pu — 1,118 pu	Ilimitado
	1,118 pu — 1,15 pu	20 minutos

**Cuadro 4:** Períodos de tiempo mínimos en que un sistema HVDC debe ser capaz de funcionar a tensiones que se desvíen del valor 1 pu de referencia en los puntos de conexión sin desconectarse de la red. Este cuadro se aplica en caso de valores base de tensión pu de 110 kV o superiores y hasta un valor inferior a 300 kV.

Zona síncrona	Rango de tensión	Período de tiempo de funcionamiento
Europa continental	0,85 pu — 1,05 pu	Ilimitado
	1,05 pu — 1,0875 pu	A especificar por cada GRT, pero no inferior a 60 minutos
	1,0875 pu — 1,10 pu	60 minutos
Países nórdicos	0,90 pu — 1,05 pu	Ilimitado
	1,05 pu — 1,10 pu	A especificar por cada GRT, pero no superior a 60 minutos
Gran Bretaña	0,90 pu — 1,05 pu	Ilimitado
	1,05 pu — 1,10 pu	15 minutos
Irlanda e Irlanda del Norte	0,90 pu — 1,05 pu	Ilimitado
Estados bálticos	0,88 pu — 1,097 pu	Ilimitado
	1,097 pu — 1,15 pu	20 minutos

**Cuadro 5:** Períodos de tiempo mínimos en que un sistema HVDC deberá ser capaz de funcionar a tensiones que se desvíen del valor 1 pu de referencia en los puntos de conexión sin desconectarse de la red. Este cuadro se aplica cuando los valores base de tensión pu se sitúan entre 300 kV y 400 kV (ambos inclusive).

## ANEXO IV

Requisitos para el diagrama  $U-Q/P_{\max}$  al que se refiere el artículo 20

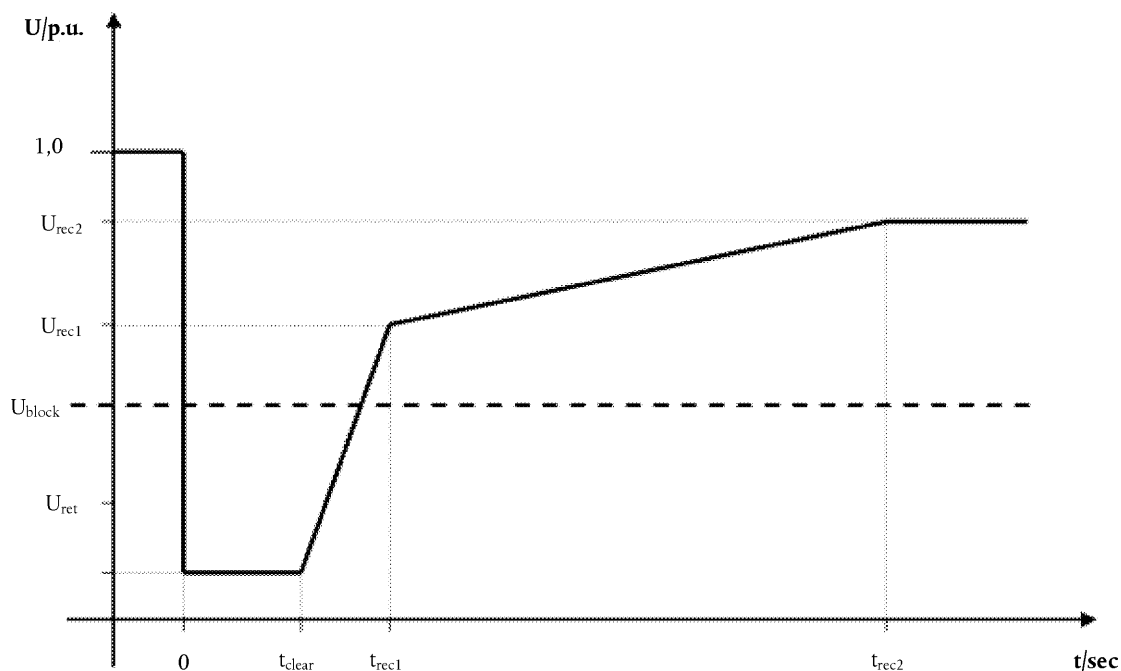
**Figura 5:** El diagrama representa los límites de un perfil  $U-Q/P_{\max}$  en que  $U$  es la tensión en los puntos de conexión expresada mediante la relación entre su valor real y su valor 1 pu de referencia, y  $Q/P_{\max}$  la relación entre la potencia reactiva y la capacidad máxima de transporte de potencia activa en HVDC. La posición, el tamaño y la forma de la envolvente interior son indicativos y se pueden utilizar otras formas distintas de la rectangular dentro de dicha envolvente interior. Para formas de perfiles que no sean rectangulares, el rango de tensión representa los valores más altos y más bajos. Un diagrama de este tipo no daría cabida a todo el rango de potencia reactiva disponible en el rango de tensiones en régimen permanente.

Zona síncrona	Rango máximo de $Q/P_{\max}$	Rango máximo de nivel de tensión en régimen permanente en PU
Europa continental	0,95	0,225
Países nórdicos	0,95	0,15
Gran Bretaña	0,95	0,225
Irlanda e Irlanda del Norte	1,08	0,218
Estados bálticos	1,0	0,220

**Cuadro 6:** Parámetros de la envolvente interior de la figura.

## ANEXO V

## Perfil tensión-tiempo al que se refiere el artículo 25



**Figura 6:** Perfil de la capacidad de soportar huecos de tensión de una estación convertidora de HVDC. El diagrama representa el límite inferior de un perfil de tensión en función del tiempo en el punto de conexión, expresado como la relación entre su valor real y su valor 1 pu de referencia 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 de despeje de la falta,  $U_{rec1}$  y  $t_{rec1}$  especifican un punto con límites inferiores de recuperación de la tensión tras el despeje de una falta.  $U_{block}$  es la tensión de bloqueo en el punto de conexión. Los valores de tiempo indicados se miden en relación con  $t_{fault}$ .

Parámetros de tensión [pu]		Parámetros de tiempo [segundos]	
$U_{ret}$	0,00 — 0,30	$t_{clear}$	0,14 — 0,25
$U_{rec1}$	0,25 — 0,85	$t_{rec1}$	1,5 — 2,5
$U_{rec2}$	0,85 — 0,90	$t_{rec2}$	$t_{rec1} — 10,0$

**Cuadro 7:** Parámetros de la figura 6 para la capacidad de soportar huecos de tensión de las estaciones convertidoras de HVDC.

## ANEXO VI

**Rangos de frecuencia y períodos de tiempo a los que se refiere el artículo 39, apartado 2, letra a)**

Rangos de frecuencia	Período de tiempo de funcionamiento
47,0 Hz — 47,5 Hz	20 segundos
47,5 Hz — 49,0 Hz	90 minutos
49,0 Hz — 51,0 Hz	Ilimitado
51,0 Hz — 51,5 Hz	90 minutos
51,5 Hz — 52,0 Hz	15 minutos

**Cuadro 8:** Períodos de tiempo mínimos para el sistema nominal de 50 Hz en los que un PPM debe ser capaz de funcionar a frecuencias diferentes que se desvíen de un valor nominal sin desconectarse de la red.

---

## ANEXO VII

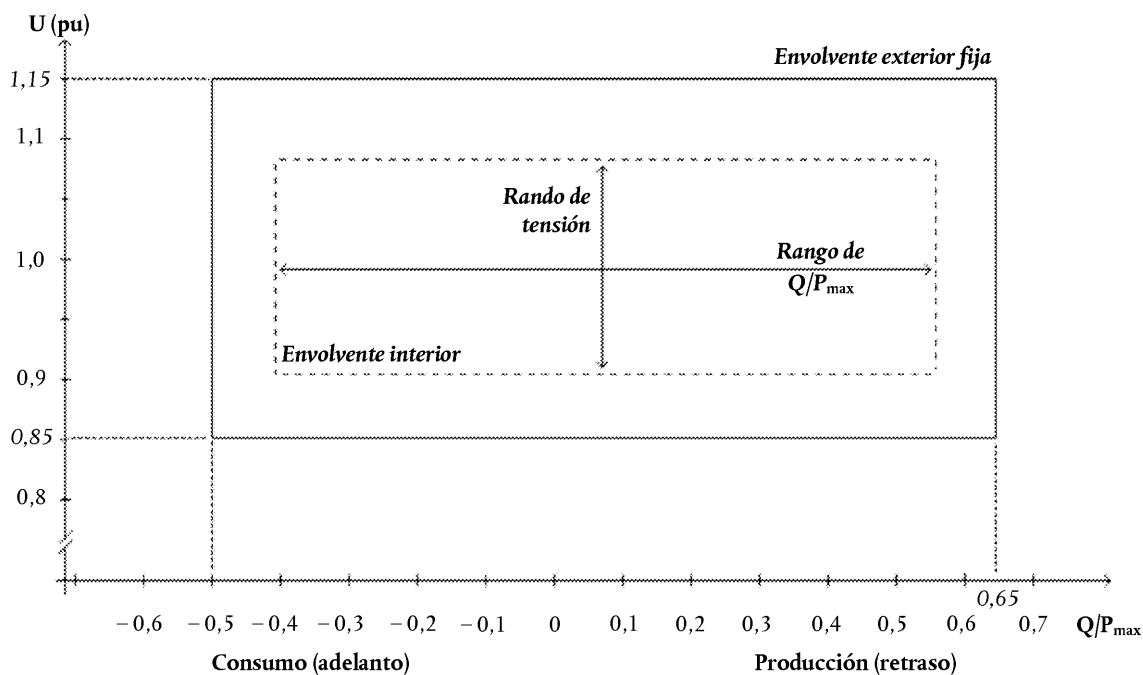
**Rangos de tensión y períodos de tiempo a los que se refiere el artículo 40**

Rango de tensión	Período de tiempo de funcionamiento
0,85 pu — 0,90 pu	60 minutos
0,90 pu — 1,10 pu	Ilimitado
1,10 pu — 1,118 pu	Ilimitado, a menos que especifique otra cosa el gestor de red pertinente, en coordinación con el GRT pertinente.
1,118 pu — 1,15 pu	A especificar por el gestor de red pertinente, en coordinación con el GRT pertinente.

**Cuadro 9:** Períodos de tiempo mínimos para los que un módulo de parque eléctrico conectado en CC debe poder funcionar a distintas tensiones, que se desvíen del valor 1 pu de referencia, sin desconexión de la red con valores base de tensión pu entre 110 kV y (menos de) 300 kV.

Rango de tensión	Período de tiempo de funcionamiento
0,85 pu — 0,90 pu	60 minutos
0,90 pu — 1,05 pu	Ilimitado
1,05 pu — 1,15 pu	A especificar por el gestor de red pertinente, en coordinación con el GRT pertinente. Pueden especificarse varios subrangos de capacidad de soportar huecos de tensión.

**Cuadro 10:** Períodos de tiempo mínimos para los que un módulo de parque eléctrico conectado en CC debe poder funcionar a distintas tensiones, que se desvíen del valor 1 pu de referencia, sin desconexión de la red con valores base de tensión pu entre 300 kV y 400 kV (inclusive).



**Figura 7:** Perfil  $U-Q/P_{\max}$  de un módulo de parque eléctrico conectado en CC en el punto de conexión. El diagrama representa los límites de un perfil  $U-Q/P_{\max}$  de la tensión en el punto o puntos de conexión expresada mediante la relación entre su valor real y su valor 1 pu de referencia, en función de la relación de la potencia reactiva (Q) y la capacidad máxima ( $P_{\max}$ ). La posición, el tamaño y la forma de la envolvente interior son indicativos y se pueden utilizar otras formas distintas de la rectangular dentro de dicha envolvente interior. Para formas de perfiles que no sean rectangulares, el rango de tensión representa los puntos de tensión más alto y más bajo. Un perfil de este tipo no daría cabida a todo el rango de potencia reactiva disponible en el rango de tensiones en régimen permanente.

Amplitud del perfil $Q/P_{\max}$	Amplitud del nivel de tensión en régimen permanente (pu)
0 — 0,95	0,1 — 0,225

**Cuadro 11:** Rangos máximo y mínimo de  $Q/P_{\max}$  y de tensión en régimen permanente de un módulo de parque eléctrico conectado en CC



## ANEXO VIII

**Requisitos de potencia reactiva y tensión a los que se refiere el artículo 48**

Rango de tensión	Período de tiempo de funcionamiento
0,85 pu — 0,90 pu	60 minutos
0,90 pu — 1,10 pu	Ilimitado
1,10 pu — 1,12 pu	Ilimitado, a menos que especifique otra cosa el gestor de red pertinente, en coordinación con el GRT pertinente.
1,12 pu — 1,15 pu	A especificar por el gestor de red pertinente, en coordinación con el GRT pertinente.

**Cuadro 12:** Períodos de tiempo mínimos para los que una estación convertidora de HVDC debe poder funcionar a distintas tensiones, que se desvíen del valor 1 pu de referencia, sin desconexión de la red con valores base de tensión pu entre 110 kV y un valor inferior a 300 kV.

Rango de tensión	Período de tiempo de funcionamiento
0,85 pu — 0,90 pu	60 minutos
0,90 pu — 1,05 pu	Ilimitado
1,05 pu — 1,15 pu	A especificar por el gestor de red pertinente, en coordinación con el GRT pertinente. Pueden especificarse varios subrangos de capacidad de soportar huecos de tensión.

**Cuadro 13:** Períodos de tiempo mínimos para los que una estación convertidora de HVDC debe poder funcionar a distintas tensiones, que se desvíen del valor 1 pu de referencia, sin desconexión de la red con valores base de tensión pu entre 300 kV y 400 kV (inclusive).

Rango máximo de $Q/P_{\max}$	Rango máximo de nivel de tensión en régimen permanente (pu)
0,95	0,225

**Cuadro 14:** Rango máximo de  $Q/P_{\max}$  y de tensión en régimen permanente para una estación convertidora de HVDC de terminal remoto.