

INSTALACIONES DE GENERACIÓN Y DE DEMANDA: REQUISITOS MINIMOS DE DISEÑO, EQUIPAMIENTO, FUNCIONAMIENTO, PUESTA EN SERVICIO Y SEGURIDAD

P.O. 12.2

Octubre de 2018

Aspectos que podrían regularse en normativa de rango superior al procedimiento de operación o requerir de modificación de dicha normativa.

Índice

1. OBJETO.....	3
2. DEFINICIONES.....	3
3. ÁMBITO DE APLICACIÓN.....	4
○ 3.1. Aplicabilidad de los Reglamentos Europeos.....	5
○ 3.2. Evaluación de la significatividad	6
○ 3.3. Modificación de instalaciones	7
4. INSTALACIONES CONECTADAS A LA RED DE TRANSPORTE	9
○ 4.1. Condiciones de intercambio de la energía	9
○ 4.2. Potencia de cortocircuito y coordinación de aislamiento	12
○ 4.3. Automatismos	13
○ 4.4. Instalación de enlace para conexión a la red de transporte.....	13
○ 4.5. Requisitos de diseño y equipamiento	16
○ 4.6. Condiciones de funcionamiento	21
5. INSTALACIONES DE GENERACIÓN A LAS QUE RESULTA DE APLICACIÓN LOS REQUISITOS DEL REGLAMENTO (UE) 2016/631.....	23
○ 5.1. Requisitos de frecuencia	26
○ 5.2. Requisitos de tensión.....	34
○ 5.3. Requisitos de robustez.....	43
○ 5.4. Requisitos de restablecimiento	49
○ 5.5. Requisitos de gestión del sistema.....	50
6. INSTALACIONES DE GENERACIÓN EXISTENTES.....	52
7. INSTALACIONES DE CONSUMO Y DE DISTRIBUCIÓN A LAS QUE RESULTA DE APLICACIÓN EL REGLAMENTO (UE) 2016/1388	52
○ 7.1. Requisitos generales	52
○ 7.2. Requisitos específicos de respuesta de demanda	56
8. INSTALACIONES DE CONSUMO O DISTRIBUCIÓN EXISTENTES.....	56
9. OTRAS INSTALACIONES CONECTADAS A LA RED DE TRANSPORTE	57

1. OBJETO

El objeto de este procedimiento es establecer requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento, puesta en servicio y seguridad de las instalaciones conectadas a la red de transporte del sistema eléctrico peninsular español, así como de las instalaciones de producción y demanda en aquellos aspectos que les resulten de aplicación por su influencia en sistema eléctrico en su conjunto, tanto desde la óptica peninsular española como del sistema europeo interconectado.

En este sentido, resulta objeto del presente procedimiento el establecimiento de los requisitos técnicos y procedimientos establecidos en el Reglamento (UE) 2016/631 de la Comisión del 14 de abril de 2016 por el que se establece un código de red sobre requisitos de conexión de generadores a la red, en el Reglamento (UE) 2016/1388 de la Comisión del 17 de agosto de 2016 por el que se establece un código de red en materia de conexión de la demanda; y completar el desarrollo de aquellos requisitos requeridos por los Reglamentos; así como aspectos técnicos que, a priori, por su influencia local (no “transfronterizos”) quedan fuera del ámbito de los reglamentos europeos pero que tienen total relevancia en el funcionamiento y seguridad del sistema eléctrico.

2. DEFINICIONES

A efectos del presente procedimiento de operación, se aplicarán las definiciones recogidas en el artículo 2 del Reglamento (UE) 2016/631 de la Comisión y el artículo 2 del Reglamento (UE) 2016/1388 de la Comisión.

Asimismo, serán de aplicación las siguientes definiciones:

- «Significatividad»: cualidad utilizada para clasificar los módulos de generación de electricidad según la tensión del punto de conexión y la capacidad máxima derivando en los tipos A, B, C y D según establece el Reglamento (UE) 2016/631 y su desarrollo normativo correspondiente.
- «Requisitos cerrados»: requisitos técnicos definidos completamente en los correspondientes reglamentos europeos.
- «Requisitos abiertos»: requisitos técnicos no definidos completamente en los correspondientes reglamentos europeos y su desarrollo final, ya sea obligatorio o voluntario, queda bajo la responsabilidad de los gestores de red.
- «Armónicos»: la tensión armónica se define como la tensión sinusoidal cuya frecuencia es un múltiplo entero de la frecuencia fundamental de la tensión de alimentación.
- «Desequilibrio de tensión»: estado en el cual los valores eficaces de las tensiones de las fases o sus desfases entre tensiones de fase consecutivas, en un sistema trifásico, no son iguales.
- «Hueco de tensión»: disminución brusca de la tensión de alimentación a un valor situado entre el 90% y el 1% de la tensión nominal de la red, seguida del restablecimiento de la tensión después de un corto lapso de tiempo. Por convenio, un hueco de tensión dura de 10 ms a 1 minuto. La profundidad es definida como la diferencia entre la tensión eficaz mínima durante el hueco de tensión y la tensión nominal.
- «Parpadeo (Flicker)»: fluctuaciones de tensión que, trasladadas al nivel de tensión del consumidor, pueden provocar variaciones de luminancia del alumbrado, lo que produce el fenómeno ocular llamado parpadeo. Por tanto, el parpadeo es un efecto de naturaleza subjetiva asociado a la impresión de inestabilidad de la sensación visual provocada por un estímulo luminoso cuya luminosidad varía en el tiempo.
- «Tensión nominal»: valor de la tensión de funcionamiento con el que se denomina e identifica una instalación eléctrica.
- «potencia aparente nominal»: mayor potencia aparente que pueda suministrar el módulo de generación de electricidad de forma permanente a la tensión nominal. En el caso de módulos de parque eléctrico, se corresponderá con la suma de las potencias aparentes nominales de cada una de las unidades de generación en servicio.
- «corriente aparente nominal»: corriente aparente que pueda suministrar el módulo de generación de electricidad de forma permanente a la potencia aparente nominal y a la tensión nominal.

- «potencia activa de referencia (P_0)»: potencia activa del módulo de generación de electricidad anterior al comienzo de la perturbación o, en cada momento, la potencia máxima correspondiente a la disponibilidad instantánea del recurso primario durante la perturbación eléctrica y respetando las bandas de regulación o límites máximos de potencia, en su caso, asignados por el operador del sistema durante el régimen permanente previo.

A los efectos del presente procedimiento de operación:

- El módulo de generación de electricidad, que podrá ser tanto módulo de generación de electricidad síncrono como módulo de parque eléctrico, según la definición indicada en el artículo 2.5 del Reglamento (UE) /2016/631, debe corresponder con la instalación de producción de energía eléctrica para la que se tramiten los procedimientos de acceso y de conexión y que finalmente se inscriba en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica (RAIPEE). Por tanto, a efectos del presente procedimiento de operación se entenderá como módulo de parque eléctrico aquella instalación de producción de energía eléctrica tal y como finalmente se inscriba en el RAIPEE y que esté conectada a la red de forma no síncrona o mediante electrónica de potencia. Para las instalaciones de autoconsumo de tipo 1, la referencia será el Registro Administrativo de Autoconsumo de Energía Eléctrica.
- Las referencias realizadas a la capacidad máxima en el Reglamento (UE) 2016/631, se entenderán referidas a la potencia instalada según la definición establecida en el artículo 3 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos (Real Decreto 413/2014), para instalaciones de generación renovable, cogeneración y residuos y en la disposición adicional undécima del Real Decreto 413/2014 para el resto de instalaciones de generación. En el caso de instalaciones fotovoltaicas, dicha capacidad máxima se considerará referida a la potencia nominal, entendida como la suma de las potencias activas instaladas de los inversores constituyentes del módulo de parque eléctrico, considerando el cumplimiento de las capacidades de potencia reactiva requeridas a la capacidad máxima.
- Las referencias realizadas al acuerdo de conexión según la definición incluida en el artículo 2 del *Reglamento (UE) 2016/631 de la Comisión del 14 de abril de 2016 por el que se establece un código de red sobre requisitos de conexión de generadores a la red* se entenderán referidas al contrato técnico de acceso regulado en el artículo 58 del Real Decreto 1955/2000 para aquellas instalaciones conectadas a la red de transporte y al contrato equivalente para aquellas instalaciones conectadas a la red de distribución.

3. ÁMBITO DE APLICACIÓN

Este procedimiento es de aplicación en el Sistema Eléctrico Peninsular Español (SEPE) a:

- El operador del sistema.
- El transportista único y distribuidores que excepcionalmente sean titulares de instalaciones de transporte.
- Los distribuidores en calidad de gestores de la red de distribución.
- Los distribuidores en calidad de titulares de instalaciones de distribución.
- Los titulares de instalaciones de generación independientemente de si están conectados a la red de transporte o a la red de distribución.
- Los titulares de instalaciones de consumo que estén conectadas a la red de transporte.
- Los titulares de instalaciones de consumo que estén conectadas a la red de distribución y que presen servicios de respuesta de demanda, conforme al Reglamento (UE) 1388/2016.
- Los titulares de otras instalaciones conectadas a la red de transporte.
- Los gestores de cargas conectados a la red de transporte.

A toda instalación que se conecte a la red de transporte y que no tenga la consideración de existente según el Reglamento (UE) 2016/631 le será de aplicación los requisitos generales especificados en el apartado 4.

En relación con las instalaciones de generación que les sea de aplicación los requisitos del Reglamento (UE) 2016/631, tendrán que cumplir con los requisitos establecidos en el apartado 5.

Adicionalmente, a los efectos de mejor entendimiento, la clasificación por significatividad de los módulos de generación de electricidad (MGE) en tipos A, B C y D, conforme al apartado 3.2 es utilizada en este procedimiento para todos los módulos de generación de electricidad independientemente de que sean existentes o futuros y le sean o no de aplicación los requisitos del reglamento europeo.

Por otro lado, los módulos de generación de electricidad que tengan la consideración de existentes según el Reglamento (UE) 2016/631 deberán cumplir con los requisitos técnicos especificados en el apartado 0.

Al respecto de las instalaciones de distribución y de consumo, que les sea de aplicación los requisitos del Reglamento (UE) 2016/1388, tendrán que cumplir con los requisitos establecidos en el apartado 7.

Por otro lado, las instalaciones de distribución y de consumo que tengan la consideración de existentes según el Reglamento (UE) 2016/1388 deberán cumplir con los requisitos técnicos especificados en el apartado 8.

Finalmente, aquellas otras instalaciones que se conecten a la red de transporte y que, por su características especiales, no se puedan clasificar como instalaciones de generación, consumo o distribución, de acuerdo a lo establecido en los correspondientes Reglamentos Europeos, deberán cumplir los requisitos establecidos en el apartado 9, así como cumplimentar los procedimientos establecidos en el Procedimiento de Operación 12.1.

En relación con los requisitos que deben cumplir los gestores de cargas conectados a la red de transporte les resultará de aplicación lo establecido en el apartado 9 del presente procedimiento de operación.

3.1. Aplicabilidad de los Reglamentos Europeos

A los efectos del presente procedimiento de operación tendrán la consideración de instalaciones existentes, según lo dispuesto en el artículo 4.2 del *Reglamento (UE) 2016/631 de la Comisión del 14 de abril de 2016 por el que se establece un código de red sobre requisitos de conexión de generadores a la red* y en el artículo 4.2 del *Reglamento (UE) 2016/1388 de la Comisión del 17 de agosto de 2016 por el que se establece un código de red en materia de conexión de la demanda* aquellas instalaciones que:

- a. las instalaciones que ya estuvieran conectadas a la entrada en vigor de cada Reglamento, entendiéndose como tales las que en aquella fecha hubieran hecho efectiva su puesta en servicio.
- b. las instalaciones que acrediten haber suscrito un contrato definitivo, vinculante y dentro del plazo establecido en dicho artículo 4 de los Reglamentos citados y conforme a lo establecido en el Procedimiento de Operación 12.1, de compra de la planta de generación principal o equipo de demanda principal:
 - i) Para generadores se entiende como planta de generación principal:
 - a. En módulos de generación de electricidad síncronos: el conjunto formado por el elemento motriz (turbina, motores de combustión interna...) y el alternador.
 - b. En módulos de parque eléctrico: el conjunto formado por el inversor y la unidad generadora de electricidad, si esta última tuviera impacto relevante en las capacidades técnicas del módulo de parque eléctrico. En el caso de módulos de parque eléctrico eólicos, se considera como unidad generadora de electricidad el aerogenerador, que a estos efectos se entenderá como el conjunto constituido por la torre, las palas y la góndola. En el caso de los módulos de parque eléctrico fotovoltaicos, únicamente el inversor tendrá la consideración de planta de generación principal, no considerándose como parte de la planta de generación principal los equipos o componentes de la parte de corriente continua.
 - ii) Para instalaciones de distribución, se entiende con carácter general como equipo de demanda principal el transformador de potencia transporte/distribución.

iii) Para consumidores, se entiende con carácter general como equipo de demanda principal todo equipo (o conjunto de equipos análogos) cuya potencia nominal individual o agregada sea al menos el 50% de la potencia contratada máxima de todos los períodos tarifarios por el conjunto de la instalación de demanda. Para las instalaciones de autoconsumo o con generación asociada al consumo conectadas a la red de transporte se considerará, en lugar de la potencia contratada, la máxima potencia asociada al consumo del proceso productivo.

Adicionalmente, la propia instalación de conexión a la red de transporte, conforme se define en la normativa vigente, de la instalación de demanda tendrá asimismo consideración de equipo de demanda principal.

3.2. Evaluación de la significatividad

En virtud de lo dispuesto en el Artículo 5 del *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*, la evaluación de la significatividad de los módulos de generación de electricidad se hará en función de la tensión de su punto de conexión y de su potencia instalada. A tales efectos se establece que:

- i. los módulos de generación de electricidad cuyo punto de conexión sea inferior a 110 kV y cuya potencia instalada sea igual o superior a 0,8 kW e igual o inferior a 100 kW serán considerados Tipo A;
- ii. los módulos de generación de electricidad cuyo punto de conexión sea inferior a 110 kV y cuya potencia instalada sea superior a 100 kW e igual o inferior a 5 MW serán considerados Tipo B;
- iii. los módulos de generación de electricidad cuyo punto de conexión sea inferior a 110 kV y cuya potencia instalada sea superior a 5 MW e igual o inferior a 50 MW serán considerados Tipo C;
- iv. los módulos de generación de electricidad cuyo punto de conexión sea igual o superior a 110 kV o cuya potencia instalada sea superior a 50 MW serán considerados Tipo D.

Para los módulos de parque eléctrico que se unan para formar una unidad económica y compartan punto de conexión, la evaluación de su significatividad se hará según su capacidad agregada, esto es, según su potencia instalada total, es decir, la suma de la potencia instalada de cada módulo de parque eléctrico, atendiendo a lo dispuesto en el *considerando (9) del 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*. A tales efectos, se considerará que un conjunto de módulos de parque eléctrico forman parte de una misma unidad económica si concurren las siguientes condiciones:

- a) Los módulos de parque eléctrico comparten instalaciones de conexión a la red de transporte o red de distribución, de acuerdo a la definición de instalación de conexión conforme a la normativa vigente; o se encuentran en una misma referencia catastral, considerada ésta por sus primeros 14 dígitos.
- b) Los módulos de parque eléctrico sean del mismo subgrupo conforme al artículo 2 del Real Decreto 413/2014.
- c) La diferencia entre las fechas de inscripción definitiva en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica no es superior a 36 meses.

En el caso de cumplirse los criterios a), b) y c), cuando un módulo de parque eléctrico acredite que no existe continuidad entre él y ninguno de los módulos de parque eléctrico que satisfacen dichos criterios, no se considerará que constituyen una unidad económica. A tales efectos, se entiende que existe continuidad entre dos módulos de parque eléctrico:

- i) en el caso del subgrupo b.2.1, de acuerdo a la clasificación considerada en el Artículo 2 del Real Decreto 413/2014, cuando la distancia entre alguno de los aerogeneradores de distintos módulos de parque eléctrico sea inferior a 2.000 m
- ii) y en el caso de los subgrupos b.1.1 y b.1.2, de acuerdo a la clasificación considerada en el Artículo 2 del Real Decreto 413/2014, cuando cualquiera de los elementos físicos o edificaciones de los distintos módulos de parque eléctrico disten menos de 500 metros.

En virtud de lo anterior, aquellos módulos de parque eléctrico que pueda considerarse que forman parte de una misma unidad económica y que además tengan un mismo punto de conexión, la evaluación de la significatividad se hará considerando su potencia instalada total.

Quedan excluidos de la evaluación de la significatividad según su capacidad agregada aquellos módulos de parque eléctrico conectados a la red de distribución a tensión menor o igual a 1.000 V.

La determinación de la significatividad de los módulos de generación de electricidad que tengan la consideración de nuevos a efectos del *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* se notificará individualmente en el permiso de acceso.

La significatividad de un módulo de generación de electricidad solo se reevaluará cuando se produzca una variación de su potencia instalada superior al 20% del valor de la potencia instalada de dicho módulo, cualquiera que sea la causa de esta variación de potencia, teniendo en cuenta que los incrementos de potencia tienen carácter acumulativo a partir de los dos años siguientes a la entrada en vigor del Reglamento (UE) 2016/631, es decir, a partir del 17 de mayo de 2018. Para módulos de parque eléctrico que formen parte de una unidad económica y compartan punto de conexión, la reevaluación de su significatividad se hará atendiendo a la capacidad agregada. El resto de módulos de parque eléctrico que formen parte de la citada unidad económica y compartan punto de conexión, no verán afectada su significatividad en tanto dichos módulos, individualmente, no modifiquen su potencia instalada hasta un valor superior al 20% de la potencia instalada de cada módulo.

El gestor de red pertinente será el responsable de comunicar a los módulos de generación de electricidad su significatividad y la reevaluación de la significatividad de acuerdo a lo establecido en párrafos anteriores.

No obstante, en el caso de módulos de generación de electricidad conectados a redes de tensión igual o superior a 110 kV (independientemente de su potencia instalada), y en el caso de módulos de generación de electricidad cuya potencia instalada sea superior a 50 MW, al ser en todo caso considerados Tipo D, no se requerirá comunicación expresa por parte del gestor de red pertinente.

3.3. Modificación de instalaciones

Según lo indicado en el *Reglamento (UE) 2016/631 de la Comisión, de 14 de abril de 2016, que establece un código de red sobre requisitos de conexión de generadores a la red* y en el *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*, tendrán la consideración de modificaciones que requerirán de revisión exhaustiva o sustancial del acuerdo de conexión, y que por tanto podrán requerir del cumplimiento total o parcial de dichos Reglamentos, según corresponda, las siguientes instalaciones, de acuerdo con lo que se establece a continuación.

- Los módulos de generación de electricidad de tipo C o D deberán cumplir con la totalidad de los requisitos del Reglamento (UE) 631/2016, cuando se cumpla alguna de las siguientes condiciones:
 - a) Incremento de potencia (ya sea por sustitución, modernización de unidades de producción existentes o adición de nuevas unidades de producción), superior al 20 % de la potencia instalada del módulo de generación de electricidad, teniendo en cuenta que los incrementos de potencia tienen carácter acumulativo a partir de los dos años siguientes a la entrada en vigor del Reglamento (UE) 2016/631, es decir, a partir del 17 de mayo de 2018.
 - b) Sustitución o modernización de los equipos que constituyen la planta de generación principal y que sea superior al 70% de la potencia instalada del módulo de generación de electricidad, teniendo en cuenta que las sustituciones o modernizaciones tienen carácter acumulativo a partir de los dos años siguientes a la entrada en vigor del Reglamento (UE) 2016/631, es decir, a partir del 17 de mayo de 2018. A estos efectos se entiende por planta de generación principal aquella definida en el artículo 2.

En el caso de los módulos de generación de electricidad síncronos, la modernización o sustitución de los equipos de planta de generación principal, se considera como tal, cuando

se ha realizado sobre el conjunto formado por el elemento motriz (turbina, motores de combustión interna...) y el alternador, teniendo en cuenta que las sustituciones/modernizaciones tienen carácter acumulativo a partir del 17 de mayo de 2018. Es decir, si sólo se modernizasen/sustituyese uno de los dos componentes del equipo de planta de generación principal (elemento motriz o alternador), no se consideraría que la planta de generación principal se ha modernizado/sustituido. Si bien en el momento en el que el segundo elemento se modernizase/sustituyese, ya sí que se tendría en cuenta esta consideración.

En el caso de los módulos de parque eléctrico, la modernización o sustitución de los equipos de planta de generación principal, se considera como tal, cuando se ha realizado sobre el conjunto formado por el inversor (si éste existe) y la unidad generadora de electricidad (si esta tuviera impacto relevante en las capacidades técnicas del MPE), teniendo en cuenta que las sustituciones/modernizaciones tienen carácter acumulativo a partir del 17 de mayo de 2018. Es decir, si sólo se modernizasen/sustituyese uno de los dos componentes del equipo de planta de generación principal (inversor o unidad generadora), no se consideraría que la planta de generación principal se ha modernizado/sustituido. Si bien en el momento en el que el segundo elemento se modernizase/sustituyese, ya sí que se tendría en cuenta esta consideración.

- Para instalaciones de distribución, en caso de adición de un nuevo transformador en una interfaz transporte-distribución o sustitución del transformador de potencia transporte/distribución por otro adquirido con posterioridad a los dos años siguientes a la entrada en vigor del Reglamento (UE) 2016/1388, es decir, al 7 de septiembre de 2018.
- Para instalaciones de consumidores directamente conectados a la red de transporte, cuando se cumpla alguna de las siguientes condiciones:
 - a) Incremento de potencia contratada (ya sea por sustitución, modernización o adición de nuevos equipos), que afecte significativamente a las capacidades técnicas de la instalación.
 - b) Que el equipo (o conjunto de equipos análogos) a modificar tenga una potencia individual o agregada de al menos el 50% de la potencia contratada máxima de todos los períodos tarifarios por el conjunto de la instalación de demanda, teniendo en cuenta que las sustituciones o modernizaciones tienen carácter acumulativo a partir de los dos años siguientes a la entrada en vigor del Reglamento (UE) 2016/1388, es decir, con posterioridad al 7 de septiembre de 2018. Para las instalaciones de autoconsumo o con generación asociada al consumo conectadas a la red de transporte se considerará en lugar de la potencia contratada la máxima potencia asociada al consumo del proceso productivo.
En estos casos se analizará el alcance que corresponda en cuanto a la aplicación de los requisitos establecidos en el *Reglamento (UE) 2016/1388* al equipo o conjunto de equipos o bien, si es posible, a la instalación del consumidor en su conjunto.
 - c) Que se produzca la sustitución de elementos de la instalación de conexión, conforme se define en la normativa vigente, en cuyo caso será la instalación de conexión la que deba cumplir con los requisitos de los Reglamentos que le sean de aplicación, pero no la instalación de consumo.

En todo caso, tanto para instalaciones de distribución como para instalaciones de consumidores, y en caso de adición, modernización o sustitución de un transformador, que conforme al Reglamento (UE) 2016/1388 sea considerado no existente o sujeto a revisión exhaustiva de su acuerdo de conexión, sólo serán de aplicación los requisitos de este Reglamento a dicho transformador añadido, modernizado o sustituido, con el alcance de las posibilidades prácticas del elemento o elementos que se sustituyan, modernizan o añadan.

A estos efectos, en el artículo 4.1 del Reglamento (UE) 2016/631 de la Comisión del 14 de abril de 2016 por el que se establece un código de red sobre requisitos de conexión de generadores a la red, y en el artículo 4.1 del Reglamento (UE) 2016/1388 de la Comisión del 17 de agosto de 2016 por el que se establece un código de red en materia de conexión de la demanda se establece el procedimiento necesario para determinar la necesidad de cumplimiento de los requisitos técnicos requeridos en dichos reglamentos y si dicho cumplimiento es total o parcial.

Con carácter previo a la solicitud del permiso de acceso conforme a la normativa vigente, el titular de la instalación deberá remitir al gestor de red pertinente, una solicitud de valoración de la modificación prevista.

Tras la recepción completa de dicha solicitud, el gestor de la red pertinente dispondrá de un mes para realizar una valoración y remitirla a la autoridad competente, quien dispondrá de un plazo de 3 meses para emitir al gestor de red pertinente la comunicación en la que se indiquen los requisitos del Reglamento que le serán de aplicación.

El gestor de red pertinente dispondrá de un mes para informar de esta comunicación al solicitante, incluyendo informar sobre la necesidad de actualización/tramitación de los procedimientos de acceso y conexión a la red y el alcance correspondiente.

4. INSTALACIONES CONECTADAS A LA RED DE TRANSPORTE

El titular de la instalación que se vaya a conectar a la red de transporte deberá disponer previamente del permiso de acceso a la red de transporte otorgado por el operador del sistema; así como cumplir los requisitos y obligaciones establecidos en la normativa vigente y en el presente procedimiento de operación para la obtención del permiso de conexión, así como posteriormente para el procedimiento de notificación operacional.

Adicionalmente, el titular de la instalación que se vaya a conectar a la red de transporte deberá informar al titular de la red de transporte sobre el diseño y proyecto básico de la misma según se define en el procedimiento de operación 12.1 así como sobre el proceso de conexión a la red de transporte en lo referente a los aspectos que se indican en este procedimiento de operación 12.2, estando el resto del proyecto concebido y ejecutado en base a los criterios del titular de la instalación, dentro de cuya responsabilidad está el cumplir la normativa y la legislación aplicable en todo momento, así como la puesta en servicio, según el proceso relativo a notificaciones operacionales descrito en el procedimiento de operación 12.1. Los requisitos del presente apartado que se afirman cumplir para la obtención de los correspondientes permisos de acceso y conexión deberán acreditarse en el procedimiento de notificación operacional definido en el citado procedimiento de operación 12.1.

En todo caso, será responsabilidad del titular de la instalación tanto facilitar la información precisada por el titular de la red de transporte como el cumplimiento en todo momento de los requisitos establecidos en este procedimiento. La información a suministrar será la recogida por los procedimientos de operación relativos a la información a intercambiar con el operador del sistema y la tramitación de las solicitudes de acceso, conexión y puesta en servicio.

Asimismo el titular de la instalación deberá garantizar que la información suministrada al operador del sistema es la correcta y deberá actualizarse en caso de que se produzcan modificaciones de diseño de algún elemento, inclusión de nuevos elementos o por haberse detectado valores erróneos en la información ya remitida. Por su parte, los titulares de las instalaciones no transporte deberán facilitar al operador del sistema la información que éste requiera en relación con la conexión de su instalación a la red de transporte.

4.1. Condiciones de intercambio de la energía

El Real Decreto 1955/2000 establece en su artículo 23 que la transferencia de la energía en los puntos frontera entre la red de transporte y los agentes conectados a la misma debe cumplir las condiciones de frecuencia y tensión en régimen permanente y las definidas para la potencia reactiva que se determinen en las Instrucciones Técnicas Complementarias a dicho Real Decreto y en los procedimientos de operación del sistema.

Asimismo, el Real Decreto 1955/2000 establece en su artículo 24, que el operador del sistema será responsable de impartir las instrucciones a los agentes propietarios de las instalaciones eléctricas en el ámbito de la operación del sistema y de gestionar los servicios complementarios para garantizar la seguridad

del sistema y el cumplimiento en cada uno de los puntos frontera del transporte con los agentes conectados a la red de transporte, de los niveles de calidad que se definan en las instrucciones técnicas complementarias correspondientes.

A tal efecto, para aquellas instalaciones que no les sean de aplicación los requisitos del Reglamento Europeo de Conexión, les será de aplicación lo establecido en la legislación vigente sobre calidad de servicio en la red de transporte así como en el Procedimiento de Operación 1.4.

Las instalaciones deberán ser capaces de soportar sin daño ni desconexión los valores indicados en el procedimiento de operación anteriormente mencionado en lo relativo a los valores nominales de la frecuencia, rango de variación y ocurrencia de eventos, así como en lo relativo al valor nominal y variaciones del valor eficaz de tensión. De forma adicional, a los generadores les será de aplicación el apartado 5 de este procedimiento.

Adicionalmente, para aquellas instalaciones que les sean de aplicación los requisitos del Reglamento Europeo de Conexión cumplirán los requisitos establecidos en los apartados 5.1, 5.2, 7.1.1 y 7.1.2 del presente procedimiento de operación, según corresponda.

En todo caso, la instalación no producirá, y a su vez, será capaz de soportar, sin daño ni desconexión, incrementos de tensión de régimen permanente de hasta el 4% durante la realización de cualquier maniobra dentro de los límites de tensiones establecidos a soportar sin desconexión en los Reglamentos Europeos y, en caso de que no le sea de aplicación, lo establecido en el P.O. 1.4.

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

4.1.1. Continuidad del suministro

La instalación deberá ser capaz de soportar sin daño los valores indicados en la normativa vigente sobre calidad del servicio en la red de transporte. Los índices de calidad de las instalaciones de transporte serán los establecidos en el Real Decreto 1955/2000 o norma que lo sustituya.

4.1.2. Calidad del producto

La calidad del producto hace referencia al conjunto de características de la onda de tensión. Las características más significativas que pueden afectar a la calidad del producto son las siguientes: parpadeo ("flicker"), armónicos y desequilibrios de tensión.

4.1.2.1. Límites de emisión de perturbaciones

Los límites de perturbaciones electromagnéticas emitidas por el conjunto de todos los dispositivos, aparatos o sistemas particulares, correspondientes a instalaciones conectadas en un mismo nudo de la red de transporte, y medidos de acuerdo con la normativa referenciada se incluyen en el presente apartado. El reparto del límite de emisión máximo entre los agentes conectados a un mismo nudo se realizará de acuerdo con la Informe Técnico IEC/TR 61000-3-7: 2008-02, la Norma IEC/TR 61000-3-6: 2008-02 o la Norma IEC/TR 61000-3-13: 2008-02 según corresponda.

Se establecen los límites de emisión de las características más significativas de la onda de tensión en los puntos frontera entre la red de transporte con niveles de tensión superior o igual a 220 kV para el conjunto de las instalaciones de generación o de consumo conectadas a la red de transporte:

- Parpadeo (Flicker): Se establecen los siguientes límites de emisión de parpadeo en cada nudo de la red de transporte:
 - $P_{st} \leq 0,8$
 - $P_{lt} \leq 0,6$

En estos límites ya se ha tenido en cuenta el coeficiente de transferencia de alta tensión a baja tensión, por lo que deben ser comparados con el parpadeo calculado o medido en alta tensión.

- Armónicos: con el objeto de no sobrepasar los niveles de planificación del operador del sistema establecidos en el presente procedimiento de operación, se establecen los siguientes límites de emisión en las tensiones armónicas de cada nudo de la red de transporte:

Armónicos impares				Armónicos pares	
no múltiplo de 3		múltiplo de 3			
Orden armónico (n)	Tensión armónica (%)	Orden armónico (n)	Tensión armónica (%)	Orden armónico (n)	Tensión armónica (%)
5	1,8	3	1,8	2	1
7	1,8	9	0,9	4	0,7
11	1,3	15	0,3	6	0,3
13	1,3	21	0,2	8	0,3
17 ≤ n ≤ 49	$1,1 \cdot \frac{17}{n}$	21 < n ≤ 45	0,2	10 ≤ n ≤ 50	$0,17 \cdot \frac{10}{n} + 0,14$
TASA TOTAL DE DISTORSIÓN ARMÓNICA (THD) 3.00%					

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

- Desequilibrios de tensión: Los emisores de este tipo de perturbación no deberán sobrepasar los siguientes límites totales de desequilibrios de tensión en cada nudo de la red de transporte:
 - $\mu \leq 0.7\%$ (límite de corta duración)
 - $\mu \leq 1\%$ (límite de muy corta duración)

4.1.2.2. Niveles de planificación de perturbaciones

Se corresponden con los niveles máximos de las perturbaciones electromagnéticas para los cuales se ha diseñado un determinado sistema. Los niveles de planificación se pueden considerar como objetivos de calidad de cara a asegurar la compatibilidad electromagnética de dicho sistema. De esta forma, todos los equipos conectados a la red de transporte, tanto asociados a instalaciones de enlace, de generación, de consumo, y de redes de distribución, deberán asegurar inmunidad electromagnética ante estos niveles de planificación, siendo capaces de soportarlos sin daño ni desconexión.

- Huecos de tensión, conforme a la definición del apartado 2: las instalaciones deberán ser capaces de soportar sin daño los valores definidos en la normativa vigente.
- Parpadeo (Flicker): De acuerdo con el Informe Técnico IEC/TR 61000-3-7: 2008-02, en la red de transporte se establecen los siguientes niveles de planificación:
 - $P_{st} \leq 1,0$
 - $P_{lt} \leq 0,8$

En estos niveles ya se ha tenido en cuenta el coeficiente de transferencia de alta tensión a baja tensión, por lo que deben ser comparados con el parpadeo calculado en baja tensión.

- Armónicos: De acuerdo con el Informe Técnico IEC/TR 61000-3-6: 2008-02, y con el objeto de garantizar una adecuada calidad de onda, se utilizarán los siguientes niveles de planificación de tensiones armónicas en la red de transporte:

Armónicos impares				Armónicos pares	
no múltiplo de 3		múltiplo de 3			
Orden armónico (n)	Tensión armónica (%)	Orden armónico (n)	Tensión armónica (%)	Orden armónico (n)	Tensión armónica (%)
5	2	3	2	2	1,4
7	2	9	1	4	0,8

11	1,5	15	0,3	6	0,4
13	1,5	21	0,2	8	0,4
$17 \leq n \leq 49$	$1,2 \cdot \frac{17}{n}$	$21 < n \leq 45$	0,2	$10 \leq n \leq 50$	$0,19 \cdot \frac{10}{n} + 0,16$
TASA TOTAL DE DISTORSIÓN ARMÓNICA (THD) 3.00%					

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

- Desequilibrios de tensión: De acuerdo con el Informe Técnico IEC/TR 61000-3-13: 2008-02, se indican a continuación los niveles de planificación establecidos para el grado de desequilibrio (μ), expresado en % de la relación entre la componente de tensión de secuencia inversa (magnitud vectorial) y la componente de tensión de secuencia directa (magnitud vectorial):
 - $\mu \leq 1\%$ nivel de corta duración
 - $\mu \leq 2\%$ nivel de muy corta duración

4.1.3. Potencia intercambiada

La potencia intercambiada entre la red de transporte y las instalaciones no transporte no debe ser superior a la potencia nominal indicada por el operador del sistema en el Informe de Viabilidad de Acceso y reflejada por el transportista en el Informe de Cumplimiento de las Condiciones Técnicas de Conexión a la red de transporte. Para ello, en caso necesario, se limitará mediante dispositivos físicos o procedimientos de funcionamiento para no sobrepasar los valores establecidos contractualmente.

La definición de esta necesidad y, en su caso, el método para su ejecución, requiere aprobación del operador del sistema. En circunstancias en que la actuación de estos dispositivos, cuando existan, pueda potencialmente interferir con la seguridad del sistema, el operador del sistema podrá solicitar la desconexión programada de la instalación.

4.2. Potencia de cortocircuito y coordinación de aislamiento

4.2.1. Potencia de cortocircuito

Las instalaciones conectadas a la red de transporte deberán soportar sin daño, durante toda su vida útil, la potencia de cortocircuito que soporte la red de transporte.

En todo caso, los niveles de diseño de las instalaciones conectadas a la red de transporte serán como mínimo los que se consideran en los procedimientos de operación 13.1 y 13.3 para cada nivel de tensión de las instalaciones de transporte.

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

En conexiones a la red de transporte con tensión diferente de la definida en el P.O. 13.1 el operador del sistema confirmará caso por caso el valor de la potencia de cortocircuito a soportar necesario.

En caso de que la instalación que se conecta a la red de transporte produjera un aumento de la potencia de cortocircuito en la instalación de transporte a la que se conecta hasta un valor por encima del 85% de la admisible por el elemento más débil de la subestación de transporte, las modificaciones necesarias en la instalación de transporte y, en su caso, las instalaciones de conexión de otras instalaciones ya conectadas serían a su cargo.

En tanto no se adecuara la instalación de transporte, las instalaciones conectadas deberán contar con los dispositivos físicos y/o procedimientos de funcionamiento limitadores de potencia de cortocircuito que garanticen el cumplimiento de la limitación anterior.

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

El operador del sistema facilitará los valores esperados de potencia de cortocircuito y márgenes en el punto de conexión de acuerdo a lo indicado en el procedimiento de operación 1.4.

No se garantizarán valores mínimos de potencia de cortocircuito, aunque el operador del sistema facilitará una estimación estadística en función de los valores obtenidos en años anteriores.

4.2.2. Coordinación de aislamiento

Se seguirán los criterios establecidos en la norma UNE EN 60071.

4.3. Automatismos

Los procedimientos de operación 11.2 y 1.6, establecen la existencia de determinados automatismos y teledisparos de grupos. La instalación deberá contar con los elementos adecuados para la recepción y ejecución de las instrucciones remotas desde despacho que le sean de aplicación.

4.3.1. Teledisparos

Se instalarán los dispositivos físicos o procedimientos adecuados que garanticen el cumplimiento de los límites que en cada momento establezca el operador del sistema para la potencia intercambiada.

4.3.2. Sistemas y equipos de control

Las instalaciones conectadas a la red de transporte deberán cumplir los requisitos de control establecidos en los apartados 5 a 8 según corresponda, así como los establecidos en la normativa que sea de aplicación.

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

De acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 1955/2000, el agente que accede a la red de transporte deberá suscribir con el titular de la red de transporte a la que conecta un contrato técnico de acceso en el que se podrán contemplar interrupciones del acceso necesarias para ejecutar los trabajos de mantenimiento y/o desarrollo de la red, tanto programados como imprevistos. A estos efectos, en el contrato técnico de acceso se recogerán las ventanas estimadas de la indisponibilidad del acceso debidas a los necesarios trabajos de mantenimiento y/o desarrollo de las instalaciones de transporte, que pudieran afectar a la instalación de conexión. Al preparar el transportista las propuestas de programación de estas ventanas tendrá en cuenta las fechas más convenientes para el agente.

Se define, a efectos de este procedimiento, instalación de enlace como el conjunto de elementos que, independientemente del régimen de actividad del que forman parte, posibilitan la conexión entre instalaciones no transporte y la red de transporte, y deben ser considerados de forma conjunta y coordinada respecto del diseño, montaje, pruebas y puesta en servicio.

Los límites que definen la instalación de enlace, la frontera entre red de transporte y no transporte, y la instalación de conexión según se define en la normativa vigente se representan en los gráficos del apartado 4.5.1.

La instalación de enlace está constituida por instalaciones de transporte y de no transporte, de una única tensión cuando la conexión se efectúa a través de una línea y de dos tensiones cuando se efectúa a través de un transformador. La instalación de conexión en cambio está constituida solamente por instalaciones no transporte.

En aplicación del Real Decreto 1955/2000, los elementos integrantes de la red de transporte tendrán un equipamiento adecuado para poder atender a las necesidades de la gestión técnica del sistema eléctrico, así como para garantizar la seguridad de la misma frente a perturbaciones externas, siendo este equipamiento de transporte.

Si la conexión se efectúa a través de una línea no transporte, los equipos de protección, control y comunicaciones asociados a esa salida de línea que se instalan en la subestación de transporte son elementos de transporte pues garantizan la seguridad de la red de transporte. Los elementos de protección, control y comunicaciones de la línea y de la subestación no transporte son no transporte y deberán ser compatibles y funcionar adecuadamente con los sistemas de la red de transporte. El mantenimiento y operación de estos elementos y sistemas no transporte serán responsabilidad del agente titular de la instalación (consumidor o generador).

Si la conexión se efectúa a través de un transformador no transporte, los equipos de protección propios a la máquina estarán ubicados en la instalación no transporte y serán elementos no transporte; sin embargo, los equipos de protección asociados a la posición de salida al transformador en la subestación de transporte serán elementos de transporte. Con ello se aseguran los criterios de coordinación y seguridad.

La medida se efectuará según se define en el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de Puntos de Medida del sistema eléctrico, (en adelante, Real Decreto 1110/2007) o posteriores en vigor. Este sistema es propiedad y responsabilidad del agente que se conecta. Para detalle de instalación de equipos ver apartado 4.6.1 sobre instalaciones de medida.

La modificación a realizar en la red de transporte para posibilitar la conexión de instalaciones no transporte obedecerán a los criterios de desarrollo de la red de transporte establecidos en el P.O. 13.1., a lo establecido en el Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica (en adelante, RD 1047/2013) y a lo establecido en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (en adelante, LSE o Ley del Sector Eléctrico).

Los requisitos de las instalaciones de transporte, tanto para modificación de subestaciones existentes como para nuevas instalaciones, son los recogidos en el P.O.13.3.

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

La instalación de enlace y la frontera transporte – no transporte quedarán definidas del modo indicado en las siguientes tablas, si bien se podrían acordar soluciones de detalle diferentes para casos particulares que no respondan a los indicados:

- Generación o consumo:

Instalación de transporte	• Parque completo del nivel de tensión de conexión, incluyendo las barras de la subestación y todas sus posiciones. • Conexión mediante línea o tendido aéreo: posición completa, con todo su equipamiento y elementos auxiliares necesarios, hasta el amarre de la línea o tendido aéreo al primer elemento del parque de transporte. • Conexión mediante cable aislado: posición completa, con todo su equipamiento y elementos auxiliares necesarios, hasta el terminal del cable en el parque de transporte (el terminal es no transporte; y si fuese necesario instalar autoválvula de protección del cable, ésta y sus elementos de conexión con el cable serían no transporte).
Instalación no transporte	Conexión mediante línea: • La subestación del lado de generación o consumo. • La línea aérea / cable aislado entre los parques no transporte y transporte. Conexión mediante transformador de potencia parque transporte / parque no transporte: • La subestación del lado de generación o consumo. • El transformador de potencia (incluye sus autoválvulas y sus elementos de conexión con el transformador). • El tendido aéreo / cable aislado y equipamiento entre el parque de transporte y el transformador de potencia.

Tabla 3. Definición de la instalación de transporte y no transporte para generadores y consumidores.

- Distribución: la conexión se efectuará mediante transformador/es de distribución, tensión transporte / distribución, situados junto a la subestación de transporte. La instalación conjunta quedará definida en AT como se indica en la siguiente tabla:

Instalación de transporte	• Parque completo del nivel de tensión de conexión, incluyendo las barras de la subestación y todas sus posiciones con todo su equipamiento y elementos auxiliares necesarios. • Los tendidos aéreos / cables aislados a nivel de tensión de conexión entre la salida del parque de transporte y el transformador de potencia excluyendo éste, sus autoválvulas y los elementos de conexión entre éstas y el transformador de potencia. El transformador estará ubicado lo suficientemente próximo al parque de transporte para no requerir ningún elemento de transporte adicional a los de la posición del parque.
---------------------------	---

Instalación de distribución	Conexión mediante transformador de potencia tensión transporte / tensión distribución: • La subestación del lado de distribución. • El transformador ó transformadores de potencia tensión transporte / tensión distribución (incluye sus autoválvulas y todos los elementos que se instalen físicamente en el transformador para su conexión).
-----------------------------	---

Tabla 4. Tabla 5. Definición de la instalación de transporte y no transporte para instalaciones de distribución.

4.5. Requisitos de diseño y equipamiento

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

4.5.1. Equipamiento de potencia

Las configuraciones básicas, descritas a continuación, serán de aplicación a las instalaciones que se pongan en servicio en fecha posterior a la fecha de aprobación del presente P.O.

En función, entre otros criterios, de la distancia entre el parque de transporte y el parque no transporte, la instalación de enlace entre ambos será:

- TIPO L: Línea no transporte sin transformación (conexión generación o consumidor)
- TIPO T: Transformador no transporte
 - TIPO T1: Conexión de generación o consumidor
 - TIPO T2: Conexión de distribución

Las figuras siguientes representan las configuraciones básicas de las instalaciones de enlace en las tres variantes principales, indicándose en ellas la frontera entre transporte y no transporte, límite entre parques, instalación de conexión según se define en la normativa vigente, instalación de enlace y la designación de los elementos que en ellas participan.

El objeto principal de estos diagramas es poder identificar de forma conceptual el punto frontera entre la red de transporte y no transporte en las principales formas de conexión a la red de transporte y denominar los elementos a los que se hará referencia posteriormente.

Observaciones:

- Se trata de representaciones simplificadas y orientativas con la que se pretende identificar los elementos principales que participan o pueden participar en la conexión.
- El unifilar de la subestación de transporte se definirá según el P.O. 13.3. Se representa en los diagramas como ejemplo el esquema de doble barra, indicándose posteriormente de forma simplificada cuál sería la aplicación para una configuración de interruptor y medio.
- Si hubiera situaciones excepcionales diferentes a las indicadas en este P.O. se analizarán de forma particular para aplicar la solución que mejor se adapte a los criterios indicados en este P. O.

TIPO L

TIPO T1

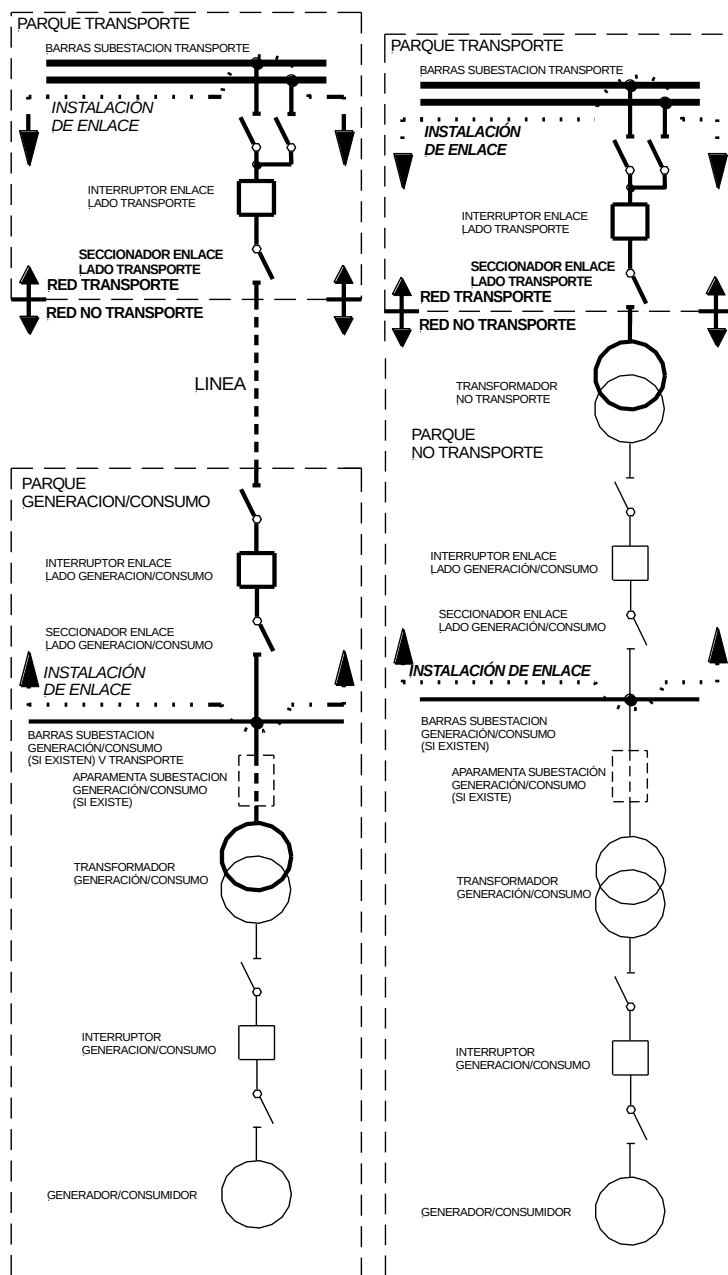


Figura 1. Configuración básica de las instalaciones de enlace del tipo L y T1

TIPO T2

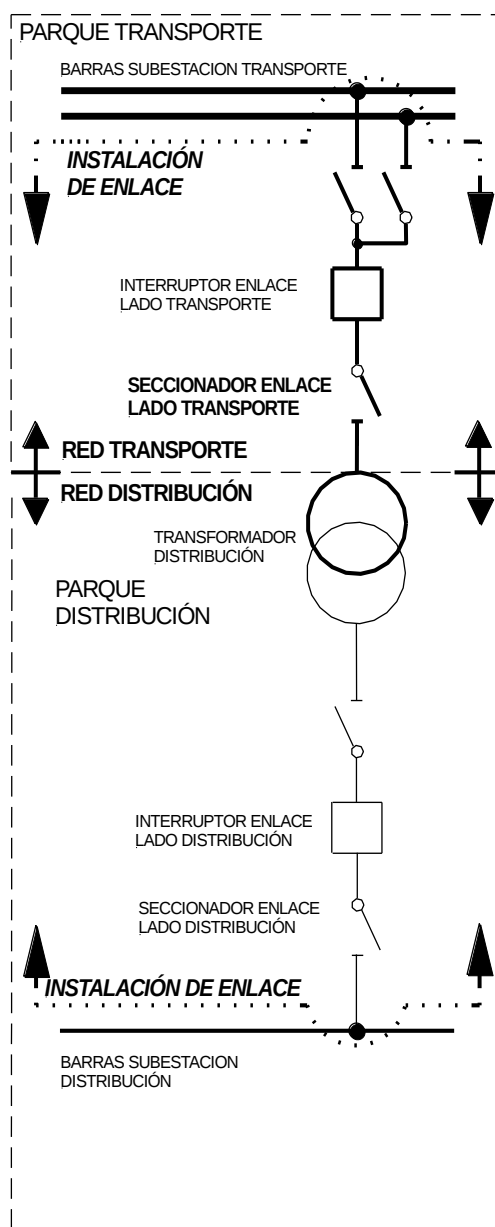


Figura 2. Configuración básica de las instalaciones de enlace del tipo T2

Para mayor aclaración de la frontera entre transporte y no transporte para subestaciones de transporte con configuraciones diferentes a la doble barra ilustrada en los diagramas anteriores, se representa a continuación, también a modo de ejemplo, un diagrama en el que se señala el punto frontera para los casos en los que la subestación de transporte tenga una configuración de interruptor y medio.

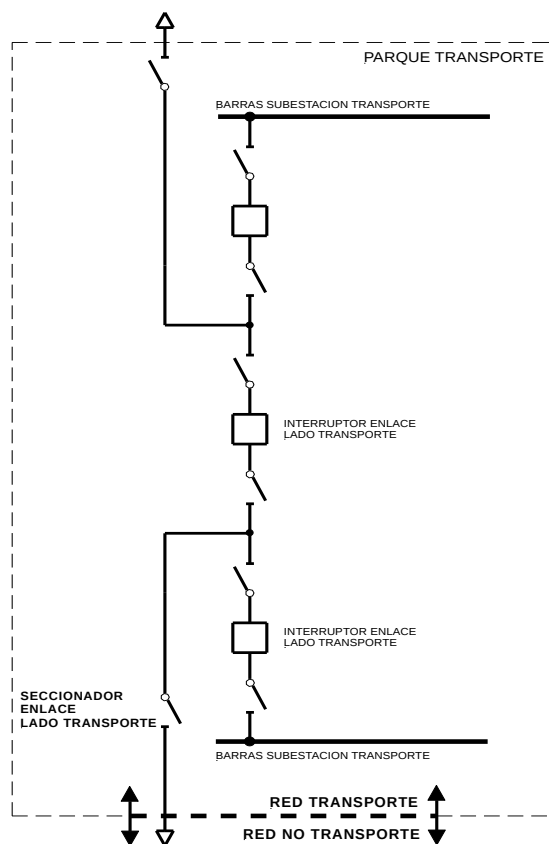


Figura 3. Diagrama para la identificación del punto frontera para los casos en los que la subestación de transporte tenga una configuración de interruptor y medio

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

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

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

No será aceptable que la función de sincronización a red de generadores sea efectuada por interruptores de la red de transporte, salvo en el caso en que se establezca un acuerdo para sincronización caso de operación en isla o un acuerdo para aquellos casos en los que se deba utilizar dichos interruptores para secuencias especiales, como puede ser el caso de instalaciones de bombeo. Ver apartado 4.6.3 de este procedimiento.

Si la instalación de enlace incluye línea y/o cable aislado, éstos se diseñarán en base a una coordinación con los criterios de diseño definidos en el P.O.13.3 para las instalaciones de transporte y con aceptación previa del transportista.

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

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

El lado de red de transporte del transformador de potencia será en estrella. La conexión del punto neutro de dicha estrella del transformador ya sea rígidamente puesto a tierra, aislado de tierra, etc. será definida por el operador del sistema en cada caso concreto. El titular del transformador de distribución podrá proponer al operador del sistema el modo de puesta a tierra de dicho neutro del transformador. En caso de instalaciones de generación, el lado de generación será en triángulo. No obstante, se podrán establecer otras conexiones previo acuerdo con el operador del sistema.

4.5.2. Sistema de protección

El sistema de protección de la instalación de enlace y de la instalación conectada a la red de transporte, así como de las líneas y transformadores asociados a dicha instalación, deberá cumplir al menos con lo indicado en el documento “Criterios Generales de Protección del Sistema Eléctrico Peninsular Español” aprobado por la antigua Comisión Nacional de Energía (hoy denominada Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia) o su edición posterior en vigor. Adicionalmente el sistema de protección de la instalación coordinará con los sistemas de protección de la red a la que se conecta.

La instalación deberá soportar sin daño las faltas y correspondientes tiempos de despeje contemplados en el documento “Criterios Generales de Protección del Sistema Eléctrico Peninsular Español”.

4.5.3. Servicios auxiliares

Existirá independencia física y funcional entre el equipamiento de servicios auxiliares de corriente alterna y de corriente continua de la red de transporte y el equipamiento de otras redes. Si por algún motivo no se considerara operativo realizar dicha separación, se valorarán entre ambas partes las posibles alternativas que, de común acuerdo, den solución al problema.

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

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

4.5.4. Red de tierras

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

4.5.5. Enlace de comunicaciones con el operador del sistema

En el procedimiento de operación que regula la información intercambiada por el operador del sistema se recoge la necesidad de disponer de un enlace de comunicaciones entre los distintos sujetos del sistema eléctrico español (entre ellos las instalaciones conectadas a la red de transporte) y los centros de control de Red Eléctrica, bien directamente o a través de los centros de control de las empresas transportistas y distribuidoras, así como las características del mismo. De igual modo, establece las telemedidas y señales a intercambiar.

Dependiendo del tiempo crítico del sistema en el punto de conexión a la red de transporte, y para el caso de líneas/cables, se dotará del número necesario de sistemas de telecomunicaciones para el sistema protector, según se requiere en los “Criterios Generales de Protección del Sistema Eléctrico Peninsular Español”.

4.6. Condiciones de funcionamiento

4.6.1. Instalaciones de medida

Si el propietario de la instalación conectada solicita ubicar en la instalación de transporte los equipos establecidos en el Reglamento Unificado de Puntos de Medida, justificando la no disponibilidad de medios alternativos independientes de la red de transporte, el transportista y el propietario establecerán un contrato conforme a los siguientes criterios:

- a) Mantener la máxima independencia posible entre los elementos propios de la red de transporte y los del agente.
- b) La propiedad y responsabilidad de los equipos necesarios (tanto principal, como redundante y comprobante) para la medida de la energía aportada a, o consumida de la red de transporte es del titular de la instalación conectada.
- c) Las condiciones de seguridad de la instalación de transporte son responsabilidad del titular de la misma, obligándose el agente a asumir todos los condicionados de seguridad que aquél requiera en los equipos instalados en el área de transporte establecidos en el Reglamento Unificado de Puntos de Medida.
- d) El contrato regulará el acceso a los equipos de medida, así como la presencia de personal del transportista cuando las intervenciones del agente deban realizarse en el área de transporte.

4.6.2. Mantenimiento

El programa de mantenimiento de las instalaciones de la red de transporte se define según se describe en el procedimiento de operación 3.4.

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

Como condición previa para realizar la conexión será necesario que se encuentren acordados por el transportista y el agente los procedimientos particulares relativos a mantenimiento, duración y periodicidad de descargos, control de accesos y seguridad o cualesquiera otros que se consideren precisos elaborar con objeto de garantizar la adecuada explotación de las instalaciones. Dichos procedimientos serán elaborados por el transportista en coordinación con el agente.

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

4.6.3. Maniobras

Como condición previa para realizar la conexión será necesario que se encuentren acordados por el transportista y el propietario de la instalación de generación de electricidad los procedimientos particulares relativos a ejecución de maniobras o cualesquiera otros que el transportista considere preciso elaborar con objeto de garantizar la adecuada explotación de las instalaciones. Dichos procedimientos serán elaborados por el transportista en coordinación con el propietario de la instalación de generación de electricidad.

Las instalaciones de transporte y las conectadas a ellas deben contar con los medios propios que les permitan gestionar adecuadamente sus respectivas actividades, y en consecuencia hacer frente a sus responsabilidades. En particular, el agente dispondrá de un interlocutor disponible 24 horas al día con capacidad

para maniobrar en tiempo real la instalación de enlace. Este interlocutor podrá ser un tercero contratado por el agente propietario para tal fin.

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

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

Por otra parte y previamente a la puesta en servicio de las instalaciones de conexión, el agente que se conecte junto con el Centro de Control que opere la instalación de enlace en el caso que se trate de un tercero, deberá firmar con el transportista propietario de la instalación a la que se conecte, un acuerdo general de maniobras donde quedará especificado:

- La responsabilidad de maniobra de cada posición.
- La forma de ejecutar las maniobras en situación normal y en situación de emergencia.
- Ejecución de maniobras ante trabajos en la instalación o ante disparos fortuitos.
- Actuación ante fallo de las vías de comunicación de voz entre los centros de control responsables de las maniobras o ante pérdidas de telemando de las instalaciones.
- Otras cuestiones que vengan reflejadas en el contrato técnico de acceso y que condicionen la operación de la instalación de enlace.

Este acuerdo general quedará plasmado en un procedimiento general de maniobras entre la empresa transportista, el agente que se conecta y el centro de control responsable de las maniobras de las instalaciones de conexión si se tratase de un tercero.

4.6.3.1. Grupos con interruptor de máquina

El interruptor de máquina se representa como “interruptor generación” en las figuras L y T1 del apartado 4.5.1.

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

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

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

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

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

4.6.4. Condiciones de conexión y desconexión

Los centros de control de generación, a petición del operador del sistema, serán los responsables de habilitar o inhibir la función de teledisparo de las instalaciones conectadas a la red de transporte.

La generación renovable, cogeneración y residuos se acogerá además a las siguientes condiciones:

- La instalación tendrá la capacidad de implementar en remoto, a través de un centro de control de generación, un mecanismo de desconexión y un mecanismo de escalonamiento máximo de producción a conectar por minuto.
- Se podrá implementar teledisparo por alimentación degradada a consumidores aislados, y ante cualquier apertura del interruptor de la subestación de transporte.

La puesta en práctica de éstas y de cualquier otra condición que se refleje en el contrato establecido entre distribución y generadores afectarán en su mayoría a la operación de las posiciones de transporte en situaciones de frontera virtual. Es por ello que el transportista podrá revisar dichos contratos y proponer su modificación si lo considera oportuno. En algunos casos puede ser incluso necesario el llegar a establecer compromisos contractuales con la empresa de distribución, que deberán ser puestos en conocimiento de la administración competente.

Este caso puede ser ampliable a los contratos establecidos entre comercializadores y consumidores.

5. INSTALACIONES DE GENERACIÓN A LAS QUE RESULTA DE APLICACIÓN LOS REQUISITOS DEL REGLAMENTO (UE) 2016/631

En el presente apartado se establecen requisitos técnicos que han de cumplir los módulos de generación de electricidad (MGE) a los que les resulta de aplicación los requisitos del Reglamento (UE) 2016/631 con el fin de garantizar la controlabilidad y la seguridad del sistema eléctrico en su conjunto.

El propietario del módulo de generación de electricidad deberá adoptar las medidas de diseño y/o control necesarias para que cumpla con el siguiente conjunto de requisitos técnicos independientemente de que se conecte a la red de distribución o transporte:

- Todos los requisitos cerrados del Reglamento (UE) 2016/631 que por el aspecto técnico que trata, la tecnología y tipo de significatividad le corresponda aunque no estén establecidos en este procedimiento.
- Todos los requisitos abiertos del Reglamento (UE) 2016/631 que por el aspecto técnico que trata, su tecnología y tipo de significatividad le corresponda establecer al gestor de la red pertinente (GRP) de la red de distribución en el caso de que el módulo de generación de electricidad se conecte a la red de distribución aunque no estén establecidos en este procedimiento.
- Todos los requisitos abiertos del Reglamento (UE) 2016/631 que por el aspecto técnico que trata, su tecnología y tipo de significatividad le corresponda establecer al operador del sistema y cuyos desarrollos se establecen en este procedimiento.
- Todos los requisitos sobre aspectos técnicos que, a priori, por su influencia local (no “transfronterizos”) quedan fuera del ámbito del Reglamento (UE) 2016/631 pero que tienen gran relevancia en el funcionamiento y seguridad del sistema eléctrico. Estos requisitos se establecen en este procedimiento de operación.
- En el caso de que el módulo de generación de electricidad participe en servicios de ajuste, adicionalmente, deberá cumplir con los requisitos aplicables establecidos en los correspondientes procedimientos de operación.

Los requisitos técnicos exigidos relacionados con los valores de las variables del sistema eléctrico no deben entenderse como valores de ajuste de las protecciones de las instalaciones. Dichos requisitos deben entenderse como las capacidades técnicas mínimas exigidas tanto durante perturbaciones como en el régimen permanente. Los ajustes de protecciones de las instalaciones que dispongan de capacidad técnica para soportar valores de las variables del sistema más extremos y duraderos que los mínimos aquí requeridos deberán estar basados en dichas características de la instalación evitando ajustes en los valores mínimos aquí exigidos.

Si el módulo de generación de electricidad se encuentra conectado en redes de distribución y se encontrase equipado con las protecciones necesarias para la detección de funcionamiento en isla sobre la red receptora, estas protecciones deberán coordinar con lo establecido en este procedimiento de operación para huecos de tensión, sobretensiones, variaciones de la frecuencia y derivada de la frecuencia, de modo que se garantice que no se producirá la desconexión del módulo de generación de electricidad dentro de los rangos de funcionamiento definidos en este procedimiento de operación.

El operador del sistema comunicará previamente y podrá requerir posteriormente a la puesta en servicio la modificación, en función de la evolución de las necesidades del sistema eléctrico, de los valores de funcionamiento de los parámetros de los diferentes sistemas de control que en el presente procedimiento de operación se describen dentro de sus correspondientes rangos establecidos. Para ello, el propietario de un módulo de generación de electricidad tipo C y D dispondrá de dos meses para implantar las modificaciones en dichos parámetros. En el caso de módulo de generación de electricidad del tipo A y B, el plazo será superior, y se determinará en función de las circunstancias que determinen la necesidad del reajuste, considerando el volumen de generación afectado.

En aras a facilitar la identificación de los apartados que recogen los requisitos técnicos en función de la significatividad (tipos A, B, C o D) establecidos en este procedimiento, se incluye una tabla al efecto. La *Tabla 6* recoge exclusivamente los sub apartados de este apartado 5 conteniendo tanto los desarrollos de requisitos abiertos del Reglamento (UE) 631/2016 como los requisitos “no transfronterizos” que quedan fuera del ámbito del Reglamento (UE) 2016/631 y que corresponden establecer al operador del sistema. En consecuencia, en dicha tabla no se informa de aquellos requisitos que para ciertos tipos de significatividad le corresponda establecer al gestor de la red pertinente (GRP) de la red de distribución (con o sin la coordinación del operador del sistema) en el caso de que el módulo de generación de electricidad se conecte a la red de distribución ni los requisitos técnicos establecidos de forma cerrada en el propio Reglamento (UE) 631/2016.

Apartado	Requisitos	Aplica a	Significatividad			
			A	B	C	D
5.1.1	Rangos de frecuencia	MGE	*	*	*	*
5.1.2	Capacidad de soportar derivadas temporales de la frecuencia	MGE	*	*	*	*
5.1.3	Modo regulación potencia-frecuencia limitado a sobrefrecuencia	MGE	*	*	*	*
5.1.4	Reducción de la capacidad máxima con la caída de la frecuencia	MGES (1)	*	*	*	*
5.1.5	Conexión automática a la red	MGE	*	*	*	
5.1.6	Capacidad y rango de control de la potencia activa	MGE		*	*	*
5.1.7	Modo regulación potencia-frecuencia limitado a subfrecuencia	MGE			*	*
5.1.8	Modo de regulación potencia frecuencia (MRPF)	MGE			*	*
5.1.9	Emulación de inercia	MPE			*	*
5.2.1.1	Rangos de tensión	MGE				*
5.2.2.1	Capacidad de potencia reactiva	MGES				*
5.2.2.2	Función estabilizadora de potencia (PSS)	MGES				*
5.2.3.1	Control de inyección rápida de corriente	MPE				*
5.2.3.2	Capacidad de potencia reactiva	MPE				*
5.2.3.3	Modos de control de potencia reactiva	MPE				*
5.2.3.4	Prioridad de la potencia activa y reactiva	MPE	*	*	*	*
5.2.3.5	Amortiguamiento de las oscilaciones de potencia	MPE			*	*
5.2.3.6	Capacidad para limitar la generación de sobretensiones transitorias en la red de transporte	MPE				*
5.2.4	Requisitos de tensión de los módulos de parque eléctrico en alta mar	MPE				*
5.3.1.1	Capacidad para soportar huecos de tensión en caso de faltas equilibradas	MGE		*	*	*
5.3.1.2	Capacidad para soportar huecos de tensión en caso de faltas desequilibradas	MGE		*	*	*
5.3.1.3	Bloqueo de la electrónica de potencia durante faltas	MPE		*	*	*
5.3.2.1	Capacidad para contribuir a la recuperación de la potencia activa después de una falta	MGES		*	*	*
5.3.2.2	Capacidad para soportar saltos angulares	MGES				*
5.3.2.3	Capacidad para soportar sobretensiones transitorias	MGES				*
5.3.3.1	Capacidad para contribuir a la recuperación de la potencia activa después de una falta	MPE		*	*	*
5.3.3.2	Capacidad para soportar saltos angulares	MPE				*
5.3.3.3	Capacidad para soportar sobretensiones transitorias	MPE				*
5.4.1	Capacidad técnica de reconexión tras perturbación	MGE		*	*	*
5.4.2	Arranque autónomo	MGE				*
5.4.3	Capacidad de resincronización rápida	MGE				*
5.5.1	Intercambio de información	MGE		*	*	*
5.5.2	Modelos de simulación	MGE			*	*
5.5.3	Calidad de producto	MGE				*
5.5.4	Esquemas de protecciones y sus ajustes	MGE				*
5.5.5	Criterios de detección de pérdida de estabilidad angular o de pérdida de control	MGE				*
5.5.6	Instrumentación	MGE				*
5.5.7	Modo de conexión a tierra del neutro de los transformadores elevadores	MGE				*
5.5.8	Ajustes de dispositivos de sincronización	MGE				*
5.5.9	Limitación a las rampas de subida y bajada de la potencia	MGE				*
(1) Es de aplicación exclusiva a ciertas sub tecnologías de MGES						

Tabla 6. Tabla resumen de la aplicabilidad de los requisitos técnicos establecidos en este procedimiento en función de la significatividad de la generación.

5.1. Requisitos de frecuencia

Los módulos de generación de electricidad cumplirán en el punto de conexión con los requisitos establecidos en los sub apartados siguientes.

5.1.1. Rangos de frecuencia

Un módulo de generación de electricidad del tipo A, B, C o D debe ser capaz de permanecer conectado a la red y funcionar dentro de los rangos de frecuencia y periodos de tiempo especificados en la *Tabla 7*;

Zona	Rango de frecuencias	Periodo de tiempo de funcionamiento
España peninsular	47,5 Hz – 48,5 Hz	30 minutos
	48,5 Hz – 49,0 Hz	Ilimitado
	49,0 Hz – 51,0 Hz	Ilimitado
	51,0 Hz – 51,5 Hz	30 minutos

Tabla 7. Periodos de tiempo mínimos durante los que un módulo de generación de electricidad debe ser capaz de funcionar a diferentes valores de frecuencia, desviándose del valor nominal, sin desconectarse de la red.

En relación con las variaciones combinadas de frecuencia y tensión, los rangos de frecuencia indicados en la *Tabla 7* se modifican en función de la tensión de acuerdo a la Figura 4 y a la Figura 5 indicándose dentro de cada rango combinado frecuencia-tensión el tiempo mínimo que un módulo de generación de electricidad (MGE) debe permanecer conectado. En cualquier caso, desde el punto de vista de la seguridad del sistema, no es deseable la desconexión del MGE una vez superados dichos tiempos mínimos si tiene capacidad técnica excedentaria al respecto.

U (pu para base igual o mayor a 300 kV e igual o menor a 400 kV)

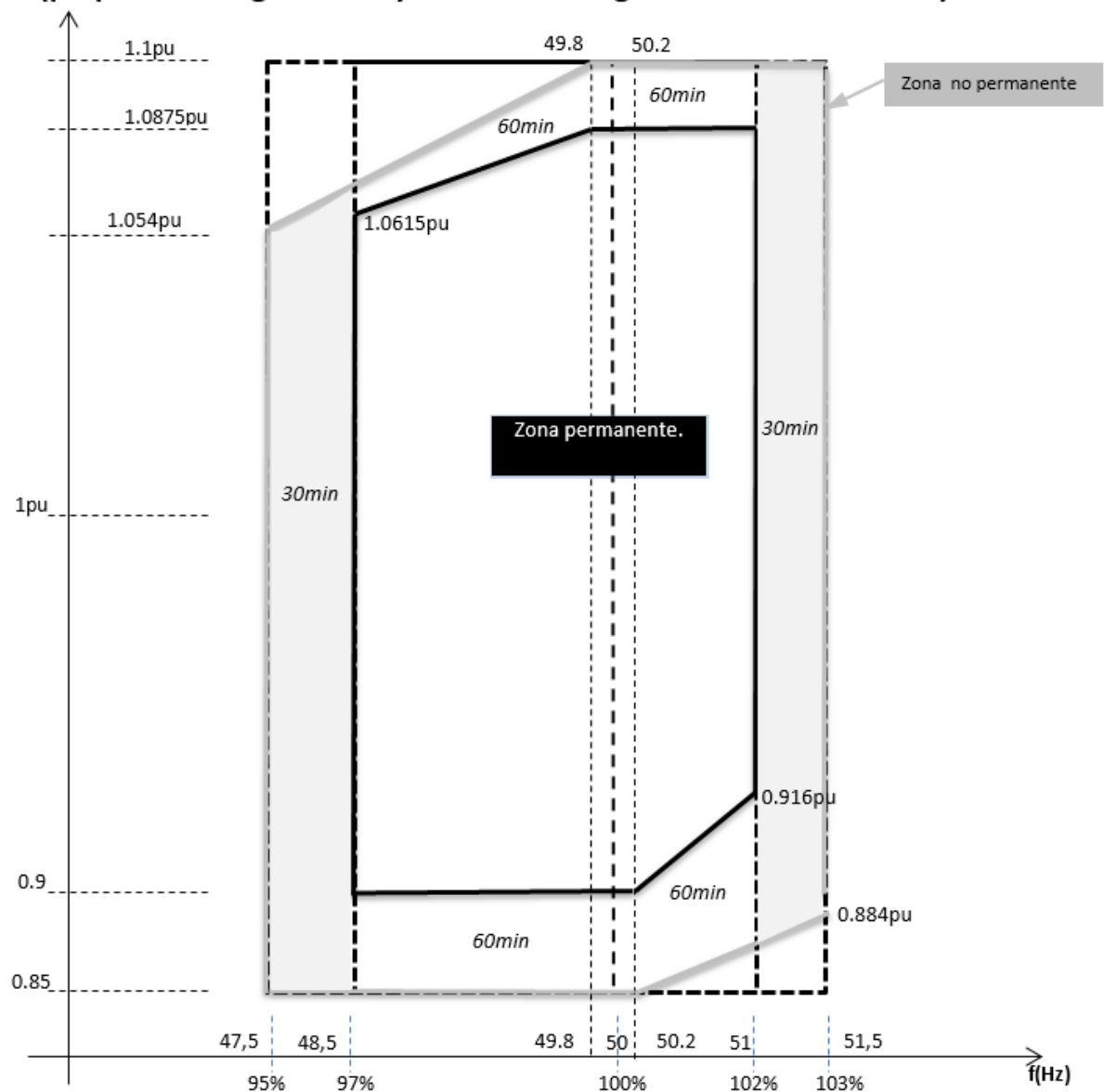


Figura 4. Periodos de tiempo mínimos durante los que un módulo de generación de electricidad conectado debe ser capaz de funcionar a diferentes valores combinados de frecuencia y tensión, sin desconectarse de la red en el caso de que la tensión nominal del punto de conexión sea igual o mayor a 300 kV e igual o menor a 400 kV.

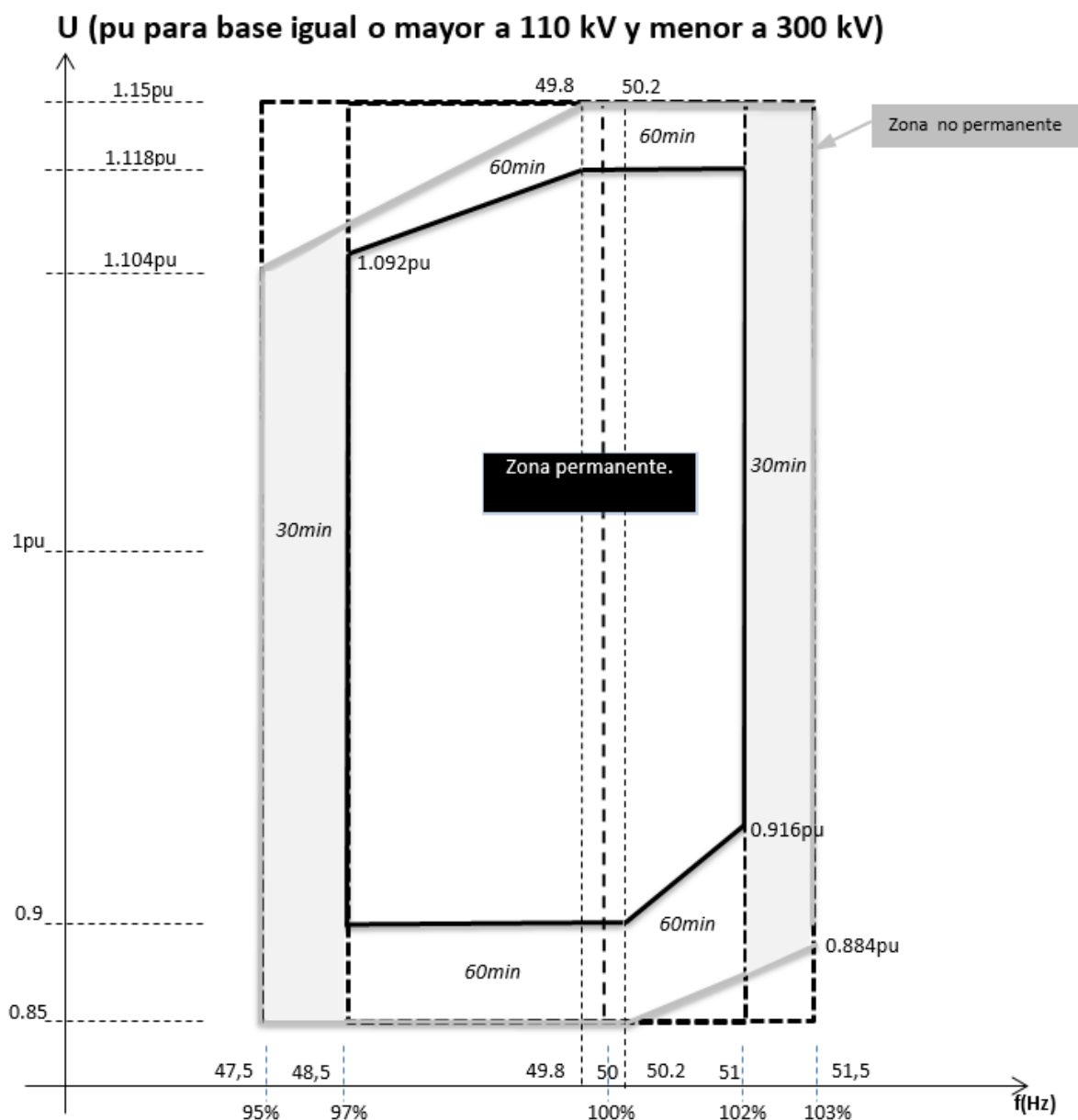


Figura 5. Periodos de tiempo mínimos durante los que un módulo de generación de electricidad conectado debe ser capaz de funcionar a diferentes valores combinados de frecuencia y tensión, sin desconectarse de la red en el caso de que la tensión nominal del punto de conexión sea igual o mayor a 110 kV y menor a 300 kV.

5.1.2. Capacidad de soportar derivadas temporales de la frecuencia

En relación con la capacidad para soportar derivadas de frecuencia, un módulo de generación de electricidad del tipo A, B, C o D será capaz de permanecer conectado a la red y de funcionar con derivadas de frecuencia de hasta 2 Hz/s medidas en una ventana temporal móvil de 500 ms.

En el caso de que el GRP desee establecer esquemas anti isla basados en derivada de frecuencia, será necesaria la coordinación con el operador del sistema de manera que los ajustes de dicha protección no interfieran con las derivadas de frecuencia que se puedan llegar a dar en el sistema, ya que podría poner en riesgo la estabilidad del sistema en su conjunto. Así, en el caso de existir derivadas de frecuencia superiores a 2 Hz/s que indican que la incidencia es local, se permitirá que el GRP pueda reducir el margen de actuación de sus protecciones para evitar situaciones de islas. En casos justificados, y de acuerdo con el operador del sistema, se podrá reducir el valor de 2 Hz/s a valores inferiores.

5.1.3. Modo regulación potencia-frecuencia limitado a sobrefrecuencia

En relación al MRPFL-O, el módulo de generación de electricidad del tipo A, B, C o D deberá ser capaz de activar el suministro de reservas de regulación potencia-frecuencia de acuerdo la figura 1 del artículo 13.2.a) del Reglamento (UE) 2016/631 mientras que la potencia activa del módulo de generación de electricidad se encuentre por encima de su nivel mínimo de regulación. Salvo comunicación específica del operador del sistema los parámetros ajustables se establecerán como sigue:

- El umbral de activación Δf_1 igual a 0,2 (50,2 – 50) Hz.
- El estatismo s_2 igual al 5%.

En el caso de que el módulo de generación de electricidad sea de tipo C o D, la característica estática de la respuesta de este modo, definida en el Reglamento (UE) 2016/631, se debe acumular sobre la correspondiente característica estática de la respuesta del modo MRPF (apartado 5.1.8).

Para el MRPFL-O se requiere una velocidad de respuesta en potencia activa rápida, siendo la velocidad de respuesta máxima dependiente de las diferentes características y capacidades técnicas de las diferentes tecnologías del módulo de generación de electricidad.

La respuesta se caracteriza mediante las variables siguientes:

- Δf : desvío de la frecuencia f respecto de 50 Hz ($\Delta f = f - 50$)
- ΔP : desvío de la potencia P respecto de la potencia previa a la perturbación P_0 ($\Delta P = P - P_0$).

La velocidad de respuesta se caracteriza mediante los tiempos siguientes:

- Tiempo de retraso inicial (t_a): es el tiempo de activación de la respuesta, el cual debe ser el menor posible:
 - De acuerdo a lo establecido en el Reglamento (UE) 2016/631) si es superior a 2 s deberá aportar pruebas técnicas que lo justifique al operador del sistema.
 - En el caso de módulos de parque eléctrico de tipo C o D este tiempo de activación de la respuesta será menor o igual al tiempo de activación de la respuesta en potencia establecido para el modo MRPF ya que éste define la capacidad técnica al respecto de la activación de la respuesta en potencia de la que dispone el módulo de parque eléctrico.
- Tiempo de respuesta (t_r): tiempo para alcanzar el 90% de la respuesta esperada ΔP ante un desvío de frecuencia Δf .
- Tiempo de establecimiento (t_e): tiempo para que la respuesta permanezca dentro de una banda de error menor al $\pm 5\%$ de la respuesta esperada ΔP ante un desvío de frecuencia Δf .

Para una mejor interpretación, en la

Figura 6 se representa un ejemplo de respuesta.

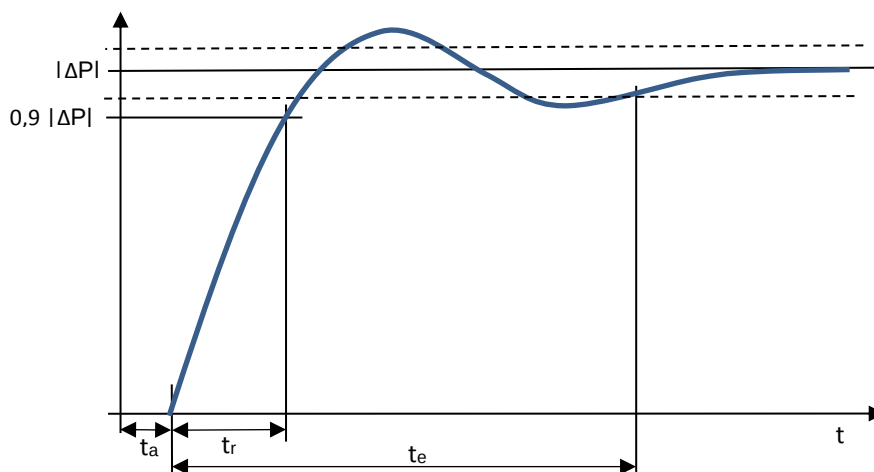


Figura 6. Ejemplo de respuesta en potencia que ilustra los tiempos t_a , t_r , y t_e definidos más arriba.

Para reducciones de potencia activa durante la subida de frecuencia estando activado el MRPFL-O:

- El tiempo de respuesta (t_r) deberá ser:
 - Para módulos de generación síncronos: menor o igual a 8 segundos para una variación de potencia activa de hasta el 45% de la potencia máxima.
 - Para módulos de parque eléctrico: menor o igual a 2 segundos para una variación de potencia activa de hasta el 50% de la potencia máxima.
- El tiempo de establecimiento (t_e) deberá ser:
 - Para módulos de generación síncrona: menor o igual a 30 s.
 - Para módulos de parque eléctrico: menor o igual a 20 s.

Para aumentos de potencia activa durante la bajada de frecuencia estando activado el MRPFL-O:

- El tiempo de respuesta (t_r) deberá ser:
 - Para módulos de generación síncronos: menor o igual a 5 minutos para una variación de potencia activa de hasta el 20% de la potencia máxima. Este comportamiento lento no será aceptable en el caso de que el sentido de la variación de frecuencia hubiera revertido pocos segundos antes, en cuyo caso, se esperarán tiempos de repuesta similares al caso de reducción de potencia activa.
 - Para módulos de parque eléctrico no eólicos: menor o igual a 10 s para una variación de potencia activa de hasta el 50% de la potencia máxima.
 - Para módulos de parque eléctrico eólicos: menor o igual a 5 s para una variación de potencia activa de hasta el 20% de la potencia máxima si la potencia está por encima del 50% de la potencia máxima. Para potencias por debajo del 50% de la potencia máxima, el tiempo de respuesta tan bajo como técnicamente sea posible, no obstante, se deberá justificar al operador del sistema si supera los 5 s.
- El tiempo de establecimiento (t_e) deberá ser:
 - Para módulos de generación síncrona: menor o igual a 6 minutos. Este comportamiento lento no será aceptable en el caso de que el sentido de la variación de frecuencia hubiera revertido pocos segundos antes, en cuyo caso, se esperarán tiempos de repuesta similares al caso de reducción de potencia activa.
 - Para módulos de parque eléctrico: menor o igual a 30 s.

Para cambios de potencia activa a subir o bajar superiores a los valores anteriormente establecidos, el tiempo de respuesta y de establecimiento serán los más bajos que técnicamente sean posibles.

5.1.4. Reducción de la capacidad máxima con la caída de la frecuencia

Para los módulos de generación de electricidad síncronos del tipo A, B, C o D cuya tecnología utiliza turbinas de gas o motores de gas se permite la reducción de la capacidad máxima del MGES siempre que no se supere la pendiente de la característica especificada en la Figura 7 evitándose, en consecuencia, la zona rayada de la misma. Al respecto de las condiciones ambientales de referencia para la supervisión, se considerará una temperatura de 25º C.

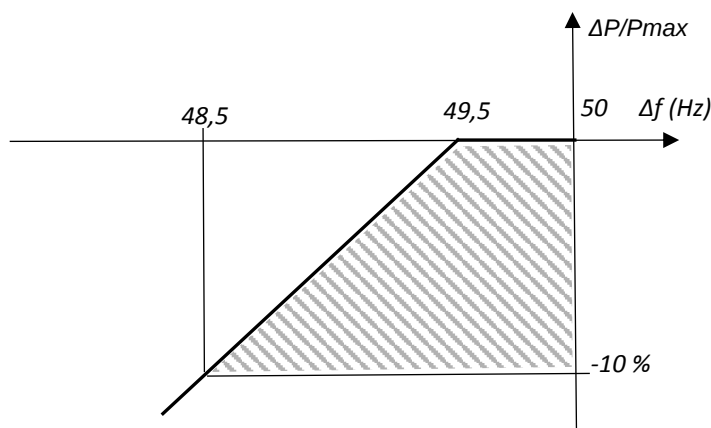


Figura 7. Característica de reducción máxima admisible de la capacidad máxima (%) del módulo de generación de electricidad síncrono en función de la frecuencia (Hz)

5.1.5. Conexión automática a la red

El módulo de generación de electricidad del tipo A, B o C puede tener capacidad de conexión automática (no debe confundirse con la “reconexión automática” tras una perturbación). En tal caso, deberá tener las capacidades técnicas que le permitan de establecer:

- un intervalo de frecuencia de permisibilidad de conexión dentro del rango de frecuencias establecido en el apartado 5.1.
- una rampa limitante de subida de potencia.

5.1.6. Capacidad y rango de control de la potencia activa

El módulo de generación de electricidad de tipo B, C o D no se demorará voluntariamente en el tiempo que necesite para alcanzar una nueva consigna establecida por el operador del sistema, en consecuencia, su velocidad de respuesta se ceñirá a la capacidad técnica para alcanzar la nueva consigna de potencia que su tecnología y disponibilidad del recurso primario lo permita. En el caso de módulos de parque eléctrico de tecnología eólica el tiempo máximo para alcanzar la nueva consigna se establece en 2 minutos y para la tecnología fotovoltaica dicho tiempo se establece en 1 minuto.

Se establece una tolerancia en potencia del $\pm 5\%$ para dar por cumplimentada la modificación en el tiempo requerido.

5.1.7. Modo regulación potencia-frecuencia limitado a subfrecuencia

En relación al MRPFL-U, el módulo de generación de electricidad del tipo C o D deberá ser capaz de activar el suministro de reservas de regulación potencia-frecuencia de acuerdo la figura 4 del Reglamento (UE) 2016/631. Salvo comunicación específica del operador del sistema los parámetros ajustables se establecerán como sigue:

- El umbral de activación Δf_1 igual a -0.2 (49,8 – 50) Hz.
- El estatismo s_2 igual al 5%.

La característica estática de la respuesta de este modo, definida en el Reglamento (UE) 2016/631, se debe acumular sobre la correspondiente característica estática de la respuesta del modo MRPF (apartado 5.1.8).

La respuesta se caracteriza mediante las variables siguientes:

- Δf : desvío de la frecuencia f respecto de 50 Hz ($\Delta f = f - 50$)
- ΔP : desvío de la potencia P respecto de la potencia previa a la perturbación P_0 ($\Delta P = P - P_0$).

Para el MRPFL-U se requiere una velocidad de respuesta en potencia activa rápida, siendo la velocidad de respuesta máxima dependiente de las diferentes características y capacidades técnicas de las diferentes tecnologías del módulo de generación de electricidad.

La velocidad de respuesta se caracteriza mediante los tiempos siguientes:

- Tiempo de retraso inicial (t_a): es el tiempo de activación de la respuesta, el cual debe ser el menor posible:
 - De acuerdo a lo establecido en el Reglamento (UE) 2016/631) si es superior a 2 s deberá aportar pruebas técnicas que lo justifique al operador del sistema.
 - En el caso de módulos de parque eléctrico este tiempo de activación de la respuesta será menor o igual al tiempo de activación de la respuesta en potencia establecido para el modo MRPF ya que éste define la capacidad técnica al respecto de la activación de la respuesta en potencia de la que dispone el módulo de parque eléctrico.

- Tiempo de respuesta (t_r): tiempo para alcanzar el 90% de la respuesta esperada ΔP ante un desvío de frecuencia Δf .
- Tiempo de establecimiento (t_e): tiempo para que la respuesta permanezca dentro de una banda de error menor al $\pm 5\%$ de la respuesta esperada ΔP ante un desvío de frecuencia Δf .

Para una mejor interpretación, ver la

Figura 6 del modo MRPFL-O (apartado 5.1.3).

Para aumentos de potencia activa durante la bajada de frecuencia estando activado el MRPFL-U:

- El tiempo de respuesta (t_r) deberá ser:
 - Para módulos de generación síncronos: menor o igual a 5 minutos para una variación de potencia activa de hasta el 20% de la potencia máxima. Este comportamiento lento no será aceptable en el caso de que el sentido de la variación de frecuencia hubiera revertido pocos segundos antes, en cuyo caso, se esperarán tiempos de respuesta similares al caso de reducción de potencia activa.
 - Para módulos de parque eléctrico no eólicos: menor o igual a 10 s para una variación de potencia activa de hasta el 50% de la potencia máxima.
 - Para módulos de parque eléctrico eólicos: menor o igual a 5 s para una variación de potencia activa de hasta el 20% de la potencia máxima si la potencia está por encima del 50% de la potencia máxima. Para potencias por debajo del 50% de la potencia máxima, el tiempo de respuesta tan bajo como técnicamente sea posible, no obstante, se deberá justificar al operador del sistema si supera los 5 s.
- El tiempo de establecimiento (t_e) deberá ser:
 - Para módulos de generación síncrona: menor o igual a 6 minutos. Este comportamiento lento no será aceptable en el caso de que el sentido de la variación de frecuencia hubiera revertido pocos segundos antes, en cuyo caso, se esperarán tiempos de respuesta similares al caso de reducción de potencia activa.
 - Para módulos de parque eléctrico: menor o igual a 30 s.

Para reducciones de potencia activa durante la subida de frecuencia estando activado el MRPFL-U:

- El tiempo de respuesta (t_r) deberá ser:
 - Para módulos de generación síncronos: menor o igual a 8 segundos para una variación de potencia activa de hasta el 45% de la potencia máxima.
 - Para módulos de parque eléctrico: menor o igual a 2 segundos para una variación de potencia activa de hasta el 50% de la potencia máxima.
- El tiempo de establecimiento (t_e) deberá ser:
 - Para módulos de generación síncrona: menor o igual a 30 s.
 - Para módulos de parque eléctrico: menor o igual a 20 s.

Para cambios de potencia activa a subir o bajar superiores a los valores anteriormente establecidos, el tiempo de respuesta y de establecimiento serán los más bajos que técnicamente sean posibles.

5.1.8. Modo de regulación potencia frecuencia (MRPF)

En relación al MRPF, el módulo de generación de electricidad de tipo C o D deberá ser capaz de activar el suministro de reservas de regulación potencia-frecuencia de acuerdo lo especificado a este respecto en el Reglamento (UE) 2016/631. A este respecto, se aclara que las características estáticas de las respuestas de los modos MRPFL-O y MRPFL-U, en su caso, se acumulan a la característica estática de la respuesta del este modo MRPF. Salvo indicación en contra del operador del sistema, los parámetros ajustables se establecerán como sigue:

- Intervalo de potencia activa en relación con la capacidad máxima $|\Delta P_1|/P_{\max}$ igual al 8%.
- Insensibilidad de respuesta con la variación de frecuencia $|\Delta f_1|$ igual al 10 mHz.

- Banda muerta de respuesta con la variación de frecuencia igual al 0 mHz.
- El estatismo s_1 igual al 5%.

Al respecto de los tiempos demora y de activación total de la respuesta requerida por este modo MRPF se cumplirá con lo especificado a este respecto en el Reglamento (UE) 2016/631 y de conformidad con los parámetros siguientes:

- Intervalo de potencia activa en relación con la capacidad máxima $|\Delta P_1|/P_{\max}$ (intervalo de respuesta en frecuencia) igual al 8%.
- En el caso de los módulos de generación de electricidad con inercia o emulación de inercia, la demora inicial máxima admisible t_1 será igual a 2 segundos.
- En el caso de los módulos de generación de electricidad sin inercia ni emulación de inercia, la demora inicial máxima admisible t_1 será igual a 500 ms.
- Selección máxima admisible del tiempo de activación total t_2 , a menos que el operador del sistema permita tiempos de activación más largos por motivos de estabilidad del sistema, será de 30 s

El módulo de generación de electricidad deberá ser capaz de activar completamente el suministro de reservas de regulación potencia frecuencia durante al menos 15 minutos si la fuente primaria de energía lo permite.

De acuerdo a los parámetros antes establecidos (parámetros por defecto), la acumulación de las características estáticas de las respuestas de los modos MRPF-L-O, MRPF-L-U y MRPF se traduce en una característica estática potencia-frecuencia continua como la de la *Figura 8*:

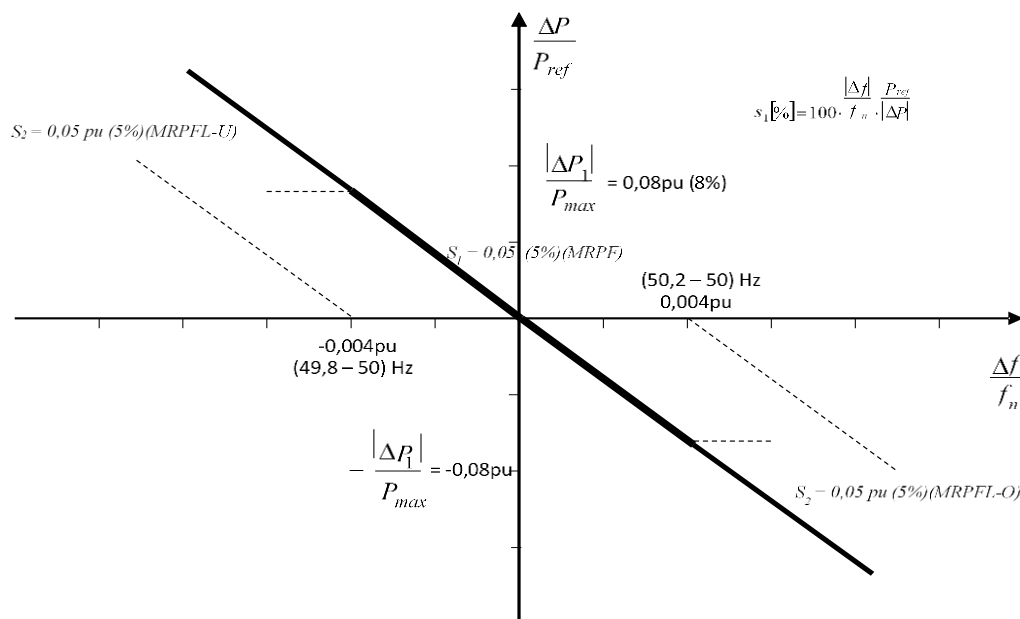


Figura 8. Característica estática potencia-frecuencia continua resultado de acumular las características estáticas de los modos MRPF-L-O, MRPF-L-U y MRPF.

Adicionalmente a lo especificado en cuanto a la monitorización en tiempo real del MRPF en el Reglamento (UE) 2016/631, el módulo de generación de electricidad estará capacitado para recibir en tiempo real del operador del sistema e implementar consignas de potencia en reserva a subir y a bajar mínimas garantizadas, que podrían ser diferentes (por ejemplo, consigna de banda a subir nula y de un cierto valor a bajar). En el caso de módulos de parque eléctrico, las consignas de banda a subir y bajar se respetarán en la cuantía que permita la diferencia entre el recurso primario disponible y el nivel mínimo de regulación.

5.1.9. Emulación de inercia

En el caso de que el módulo de parque eléctrico de tipo C o D que pueda aportar emulación de inercia voluntariamente, ésta consistirá en el control que viene reflejado en este apartado o en otro que proponga el propietario del módulo de parque eléctrico. En todo caso el control deberá ser aprobado por el operador del sistema.

La emulación de inercia consistirá en un control continuo que deberá producir incrementos o decrementos de potencia activa proporcionales a la derivada temporal de frecuencia en el punto de conexión a la red. El sistema de control deberá cumplir con los siguientes requisitos:

- El control responderá de acuerdo a una ganancia derivativa K_d ajustable al menos entre 0 (control fuera de servicio) y 15 s (valores por unidad en base máquina).
- En todo momento el control estará capacitado para aumentar o disminuir la potencia activa inyectada a la red en un valor $\Delta P_{\max}$ desde el valor previo a la perturbación (potencia activa de referencia P_0). El valor $\Delta P_{\max}$ podrá ser ajustable entre 0 (control fuera de servicio) y el 10% de la capacidad máxima del módulo.
- La velocidad de respuesta será tal que en 150 ms la instalación pueda aumentar o disminuir la potencia activa en, al menos, un valor del 10% de la capacidad máxima del módulo.
- Deberá ser capaz de suministrar una energía equivalente el 10% de la capacidad máxima del módulo durante 8 seg.
- La banda de insensibilidad de la medida de la frecuencia no será superior a ± 10 mHz.
- El control deberá de disponer de la capacidad de inhibirse dentro de una banda muerta voluntaria en frecuencia entre 0 y ± 500 mHz.
- El control deberá de disponer de la capacidad de ajustar una banda muerta voluntaria en la derivada de la frecuencia entre 0 y $\pm 0,5$ Hz/s.
- Este control no contribuirá negativamente al amortiguamiento de las oscilaciones de potencia del sistema eléctrico.

5.2. Requisitos de tensión

5.2.1. Requisitos de tensión de los módulos de generación de electricidad

Los módulos de generación de electricidad de tipo D cumplirán en el punto de conexión con los requisitos establecidos en los subapartados siguientes.

5.2.1.1. Rangos de tensión

En cuanto a los rangos de tensión, el módulo de generación de electricidad de tipo D deberá ser capaz de permanecer conectado a la red y de funcionar dentro de los rangos de tensión en el punto de conexión, expresados en valores unitarios respecto a la base de tensión y durante los periodos de tiempo especificados en la *Tabla 8* y *Tabla 9*, en función de cuál sea el valor base de tensión.

Rango de tensión	Periodo de tiempo de funcionamiento
0,85 pu – 0,90 pu	60 minutos
0,90 pu – 1,118 pu	Ilimitado
1,118 pu – 1,15 pu	60 minutos

Tabla 8. Periodos de tiempo mínimos durante los cuales el módulo de generación de electricidad debe ser capaz de funcionar para tensiones que se desvíen del valor de referencia 1 pu en el punto de conexión sin desconectarse de la red en la que la base de tensión para los valores pu se encuentre entre 110 kV y 300 kV.

Rango de tensión	Periodo de tiempo de funcionamiento
0,85 pu – 0,90 pu	60 minutos
0,90 pu – 1,0875 pu	Ilimitado
1,0875 pu – 1,10 pu	60 minutos

Tabla 9. Periodos de tiempo mínimos durante los cuales el módulo de generación de electricidad debe ser capaz de funcionar para tensiones que se desvíen del valor de referencia 1 pu en el punto de conexión sin desconectarse de la red en la que la base de tensión para los valores pu se encuentre entre 300 kV y 400 kV (ambos extremos incluidos).

Al respecto de los casos de sobretensión y subfrecuencia simultáneas o subtensión y sobrefrecuencia simultánea, los módulos de generación de electricidad se podrán acoger a lo establecido en el apartado 5.1.1 al respecto de las variaciones combinadas de frecuencia y tensión.

5.2.2. Requisitos de tensión de los módulos de generación de electricidad síncronos

Los módulos de generación de electricidad síncronos del tipo D cumplirán en el punto de conexión con los requisitos establecidos en los sub apartados siguientes.

5.2.2.1. Capacidad de potencia reactiva

La capacidad de potencia reactiva a la capacidad máxima del módulo de generación síncrono de tipo D conectado a la red de transporte, se especifica en la Figura 9 mediante un diagrama $U-Q/P_{\max}$ con línea continua que establece los límites dentro de los cuales el MGES debe ser capaz de suministrar potencia reactiva a su capacidad máxima ($P_{\max}$).

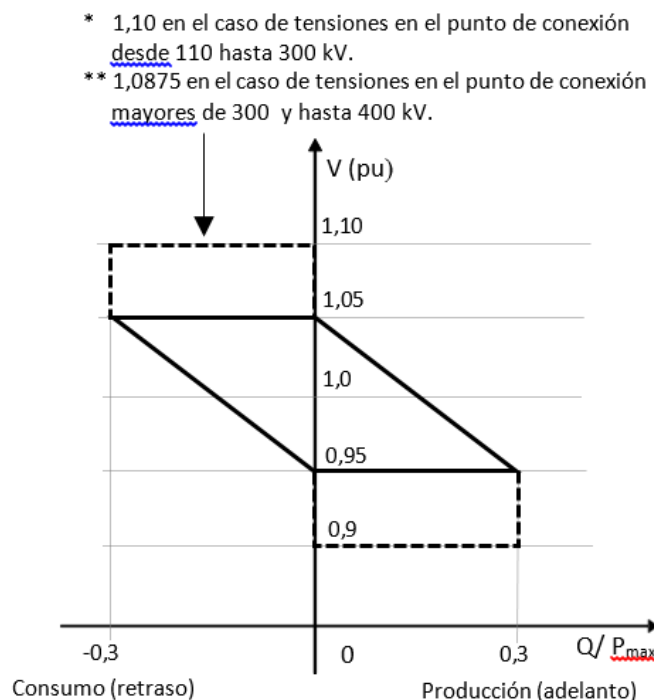


Figura 9. Diagrama $U-Q/P_{\max}$ de un módulo de generación de electricidad síncrono

Tal como muestra la Figura 9, dentro del rango de tensión $0,95 \leq V \leq 1,05$ pu, los MGES deberán disponer de la capacidad técnica de generar y absorber potencia reactiva (Q) en un rango mínimo obligatorio y deberán modificar su producción y absorción de potencia reactiva dentro de dichos límites, de forma que colaboren en el mantenimiento de la tensión en el punto de conexión.

La aportación de dicha potencia reactiva se hará tanto en régimen permanente como en régimen perturbado, de acuerdo a un control de tensión a consigna de tensión en el punto de conexión, de tal forma que el punto de operación del módulo de generación síncrono esté gobernado por un sistema de regulación automática de tensión (conocido por sus siglas en inglés “AVR” de Automatic Voltage Regulator).

En cuanto a la capacidad de potencia reactiva establecida según la Figura 9, se requiere adicionalmente que los módulos de generación síncronos aporten potencia reactiva en todo el rango de tensión en el que se requiere que el módulo de generación de electricidad síncrono funcione durante un tiempo ilimitado (ver apartado 5.2.1). Para ello, se especifica en la Figura 9 unas extensiones del diagrama $U-Q/P_{\max}$ con línea a trazos que establece la capacidad de reactiva adicional en dichos rangos dentro de los cuales el módulo de generación de electricidad debe ser capaz de suministrar potencia reactiva a su capacidad máxima ($P_{\max}$). Esta capacidad adicional se podrá dar en tiempos de respuesta de hasta 1 minuto.

En el caso de que el módulo de generación síncrono disponga de un cambiador de tomas en carga para proporcionar la aportación de esta potencia reactiva, se aceptará que las extensiones del diagrama $U-Q/P_{\max}$ con líneas a trazos se refieran a la capacidad de potencia reactiva con el cambiador de tomas en la toma habitual. Se considerarán, por tanto, aceptables los movimientos de dicho diagrama $U-Q/P_{\max}$ derivados de la variación de las tomas en carga, sin perjuicio de que el módulo de generación síncrono deberá adecuar la toma del transformador mientras la tensión del punto de conexión se encuentre fuera del rango $0,95 \leq V \leq 1,05$ pu para proporcionar la potencia reactiva adecuada en el punto de conexión. Esta capacidad derivada del uso del cambiador de tomas en carga se podrá dar en tiempos de respuesta de hasta 1 minuto.

5.2.2.2. Función estabilizadora de potencia (PSS)

Los módulos de generación de electricidad síncronos de tipo D deberán incorporar un “power system stabilizer” (PSS) si la capacidad máxima del MGES es superior a 50 MW. El mismo deberá estar ajustado para amortiguar oscilaciones inter-áreas, al menos, a partir de 0,1 Hz.

5.2.3. Requisitos de tensión de los módulos de parque eléctrico

5.2.3.1. Control de inyección rápida de corriente

Los módulos de parque eléctrico de tipo D conectados a la red de transporte deberán ser capaces de gestionar la inyección rápida de corriente mediante un control continuo durante el régimen perturbado.

A los efectos de este control, se considerarán las siguientes definiciones:

- **Error de la tensión de secuencia directa en el punto de conexión (ΔU_1):** la diferencia entre el valor eficaz de la tensión de secuencia directa previa a la perturbación (pu) U_{1i} y el valor eficaz de la tensión de secuencia directa en cada momento U_1 (pu), es decir, $\Delta U_1 = U_{1i} - U_1$.
- **Error de la tensión de secuencia inversa en el punto de conexión (ΔU_2):** como el error de la tensión de secuencia inversa en el punto de conexión correspondiente a la diferencia entre el valor eficaz de la tensión de secuencia inversa previa a la perturbación U_{2i} (pu) y el valor eficaz de la tensión de secuencia inversa en cada momento U_2 (pu), es decir, $\Delta U_2 = U_{2i} - U_2$.
- **Cambio abrupto:** desvío del valor eficaz (medido en una ventana móvil de 1 ciclo) de la tensión en el punto de conexión de al menos el 5% del promedio en los 50 ciclos previos a la perturbación en alguna de las fases.
 - **V_{mín}:** será la menor tensión admisible considerada en los rangos de tensión y tiempos mínimos que debe soportar sin desconectar establecidas en el apartado 5.2.1.1 (pu).
 - **V_{máx}:** será la mayor tensión admisible considerada en los rangos de tensión y tiempos mínimos que debe soportar sin desconectar establecidas en el apartado 5.2.1.1 (pu).

Los módulos de parque eléctrico deberán ser capaces de **activar la inyección/absorción rápida de corriente** gestionándola mediante un control continuo durante el régimen perturbado. Este sistema:

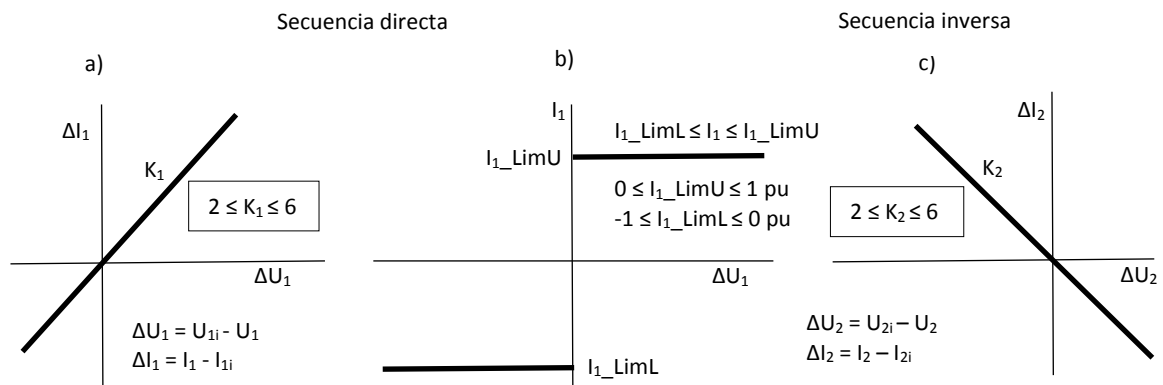
- Podrá **deshabilitarse** a petición del operador del sistema.
- Dispondrá de una capacidad de inyección de corriente aparente por fase, al menos, igual a la corriente nominal.
- Se **activará** cuando se produzca una **perturbación de tensión** que cumpla cualquiera de las dos condiciones siguientes:
 - La **tensión eficaz** en el punto de conexión U (pu) salga del rango $V_{mín} \leq U \leq V_{máx}$ pu en alguna de las fases.
 - El **cambio abrupto de tensión** en el punto de conexión sea superior a 0,1 pu. Este valor deberá ser parametrizable entre 0,05 y 0,15 pu a petición del operador del sistema.
- **Permanecerá activo** hasta que se cumplan las dos condiciones siguientes simultáneamente:
 - La tensión eficaz en el punto de conexión U vuelva dentro del rango $V_{mín} \leq U \leq V_{máx}$ pu en todas las fases.
 - Hayan transcurrido 5 segundos desde el inicio de la perturbación. Este tiempo podrá ajustarse a valores inferiores, a petición del operador del sistema.
- **Reiniciará** la cuenta anterior de 5 segundos si, mientras está activo, se vuelven a cumplir alguna de las dos condiciones de activación siempre y cuando la capacidad térmica de la máquina lo permita.
- Tras la **desactivación de la inyección/absorción rápida de corriente**, el módulo de parque eléctrico retornará al régimen de funcionamiento previo a la perturbación. Posteriormente, en caso

de que volvieran a darse cualquiera de las dos condiciones de activación del control, éste deberá volver a activarse.

No obstante, alternativamente a lo anterior, también se podrá implementar este control de manera que esté activo de forma continua y permanente en paralelo al control de potencia reactiva en estado estacionario (apartado 5.2.3.3) no dependiendo de los criterios de arranque y parada anteriores.

En el caso de **faltas equilibradas**, el MPE deberá inyectar/absorber la **corriente de secuencia directa requerida, tal como se indica más abajo**.

En el caso de **faltas desequilibradas** el módulo de parque eléctrico deberá inyectar/absorber las **corrientes de secuencia directa e inversa requeridas, tal como se indica más abajo** con la excepción de la tecnología doblemente alimentada que deberá inyectar/absorber la corriente de secuencia directa requerida dejando que su respuesta de corriente inversa sea la natural de la tecnología.



Todas las magnitudes representadas se consideran en valores por unidad. Las corrientes referidas a la corriente nominal del módulo de parque eléctrico y las tensiones en base a su tensión nominal.

K_1 : Ganancia del control de corriente de secuencia directa. K_2 : Ganancia del control de corriente de secuencia inversa.

ΔU_1 : Error de tensión de secuencia directa.

ΔU_2 : Error de tensión de secuencia inversa.

U_{1i} : Tensión de secuencia directa previa a la perturbación. U_{2i} : Tensión de secuencia inversa previa a la perturbación.

U_1 : Tensión de secuencia directa.

U_2 : Tensión de secuencia inversa.

ΔI_1 : Incremento de corriente reactiva (directa).

ΔI_2 : Incremento de corriente de secuencia inversa.

I_{1i} : Corriente reactiva (directa) previa a la perturbación.

I_{2i} : Corriente de secuencia inversa previa a la perturbación.

I_1 : Corriente reactiva (directa).

I_2 : Corriente de secuencia inversa.

Nota:

La inyección de ΔI_1 e ΔI_2 no es obligatoria si la potencia producida previa a la perturbación es menor que un 5% de la capacidad máxima.

Si la tensión eficaz en el punto de conexión U o en bornes de unidad de generación es menor a 0,2 pu se permite el bloqueo de la electrónica de potencia.

Figura 10. a) Inyección/absorción de corriente reactiva (secuencia directa) adicional requerida " ΔI_1 " en función del incremento de la tensión de secuencia directa ΔU_1 , b) Limitación de la inyección/absorción de corriente reactiva " I_1 " total y c) Inyección/absorción de corriente de secuencia inversa adicional requerida en función del incremento de la tensión de secuencia inversa ΔU_2 .

A continuación, se define su comportamiento para ambas secuencias:

- **Para la corriente de secuencia directa**, el módulo de parque eléctrico deberá inyectar/absorber en función del error de tensión de secuencia directa ΔU_1 , mediante un control proporcional continuo, una corriente reactiva, ΔI_1 (pu), de acuerdo a la Figura 10 a) de forma incremental a la corriente reactiva previa a la perturbación, I_{1i} (pu). En dicha Figura 10 a):
 - El eje de ordenadas muestra ΔI_1 , es decir, el incremento de la corriente reactiva inyectada por el módulo de parque eléctrico con respecto a la corriente reactiva previa a la perturbación I_{1i} .
 - El eje de abscisas representa ΔU_1 , es decir, el error de tensión en el punto de conexión.

Adicionalmente, cumplirá con lo siguiente:

- La componente de corriente reactiva total, I_1 , resultante del cumplimiento acumulado de este control, ΔI_1 , más la componente de corriente reactiva previa a la perturbación, I_{1i} , deberá respetar las saturaciones indicadas en la *Figura 10 b)* definidas mediante las líneas horizontales I_{1_limU} y I_{1_limL} . Las líneas de saturación horizontales cumplirán con lo siguiente:
 - I_{1_limU} deberá poder parametrizarse desde 0 hasta 1 pu.
 - I_{1_limL} deberá poder parametrizarse desde -1 pu hasta 0.
 - Se establecerán con los valores por defecto $I_{1_limU} = 0.9$ pu y $I_{1_limL} = -0.9$ pu,
- Adicionalmente a la componente de corriente reactiva total I_1 , resultado del cumplimiento acumulado del requisito de inyección de corriente reactiva ΔI_1 más la componente de corriente reactiva previa a la perturbación I_{1i} , el módulo de parque eléctrico deberá inyectar componente de corriente activa hasta alcanzar la corriente nominal del módulo de parque eléctrico siempre que el recurso primario lo permita. Para la componente activa de la corriente, la velocidad de respuesta deberá ser la más rápida técnicamente factible, siendo deseable la misma velocidad de respuesta que la exigida para la componente reactiva.
- Si el operador del sistema **no** hubiese establecido una limitación para las líneas de saturación I_{1_limU} ó I_{1_limL} con valores absolutos inferiores al valor por defecto de 0,9 pu, y el módulo de parque eléctrico dispusiera de capacidad de corriente por encima de la nominal, el módulo de parque eléctrico podría cumplimentar lo requerido por exceso, inyectando (o absorbiendo, en su caso) más componente de corriente reactiva de la requerida respetando la componente de corriente activa requerida.
- **Para la corriente de secuencia inversa**, el módulo de parque eléctrico deberá inyectar/absorber en función del error de tensión de secuencia inversa ΔU_2 , mediante un control proporcional continuo, una corriente de secuencia inversa, ΔI_2 (pu), de acuerdo a la *Figura 10 c)* de forma incremental a la corriente de secuencia inversa previa a la perturbación, I_{2i} (pu). En dicha *Figura 10 c)*:
 - El eje de ordenadas muestra ΔI_2 , es decir, el incremento de la corriente unitaria de secuencia inversa inyectada por el módulo de parque eléctrico con respecto a la corriente de secuencia inversa previa a la perturbación I_{2i} .

Si el operador del sistema hubiese establecido una limitación para las líneas de saturación I_{1_limU} ó I_{1_limL} con valores absolutos inferiores al valor por defecto de 0,9 pu, entonces, en el caso de perturbaciones desequilibradas estas limitaciones se entenderán que aplican a la corriente por fase total debida a las componentes de secuencia directa e inversa, en caso contrario, no aplicará limitación.

El valor de las ganancias del control de la inyección de corriente rápida K_1 y K_2 debe poder ser ajustable entre 2 y 6 pu. El valor por defecto de K_1 y K_2 será de 3,5 salvo indicación expresa del operador del sistema.

No se permite la existencia de bandas muertas en el control. En caso de existir, deberán ser parametrizadas con un valor de 0 pu.

El módulo de parque eléctrico será capaz de inyectar la corriente requerida, como mínimo, en los tiempos siguientes (ver Figura 11) mientras que no exista condición de bloqueo:

- El retraso del inicio (t_i) de la inyección/absorción de corriente deberá ser como máximo 20 ms.
- El tiempo de respuesta (t_r) desde el inicio de la inyección/absorción de corriente hasta que alcanza el 90% de la respuesta requerida correspondiente al escalón en el error de la tensión deberá de ser como máximo 30 ms.
- El tiempo de establecimiento (t_e) desde el inicio de la inyección/absorción de corriente hasta que la respuesta permanece en la banda $\pm 5\%$ en torno a la respuesta requerida deberá ser máximo de 60 ms.
- No obstante, lo anterior, a petición del GRP en coordinación con el operador del sistema, se podrán solicitar tiempos de respuesta (t_r) de hasta 300 ms ajustables en escalones de 30 ms y tiempos de establecimiento (t_e) de hasta 600 ms ajustables en escalones de 60 ms.



Figura 11. Ejemplo de respuesta ilustrando los tiempos definidos.

De acuerdo con lo establecido en el artículo 20.2.b) del Reglamento (UE) 2016/631, el módulo de parque eléctrico puede optar por implementar este control midiendo la tensión en los terminales de las unidades individuales del módulo de parque eléctrico e inyectando rápidamente una corriente en los terminales de estas unidades.

5.2.3.2. Capacidad de potencia reactiva

La capacidad de potencia reactiva a la capacidad máxima del módulo de parque eléctrico de tipo D conectado a la red de transporte se especifica en la Figura 12 mediante un diagrama $U-Q/P_{\max}$ con línea continua que establece los límites dentro de los cuales el módulo de parque eléctrico debe ser capaz de suministrar potencia reactiva a su capacidad máxima ($P_{\max}$).

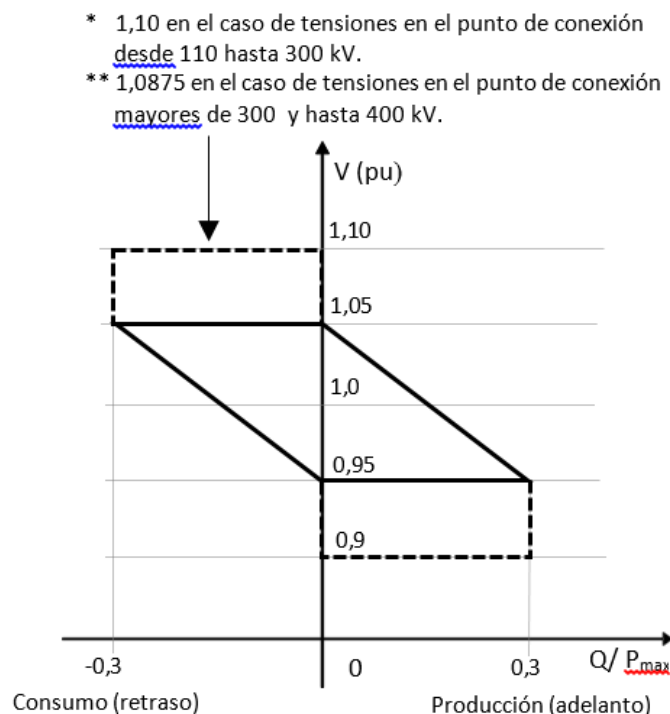


Figura 12. Diagrama $U-Q/P_{\max}$ de un módulo de parque eléctrico

Tal como muestra la Figura 12, dentro del rango de tensión $0,95 \leq V \leq 1,05$ pu, los módulos de parque eléctrico deberán disponer de la capacidad técnica de generar y absorber potencia reactiva (Q) en un

rango mínimo obligatorio y deberán modificar su producción y absorción de potencia reactiva dentro de dichos límites, de forma que colaboren en el mantenimiento de la tensión en el punto de conexión dentro de la banda de tensiones admisibles.

Fuera del rango de tensiones $0,95 \leq V \leq 1,05$ pu durante el funcionamiento en régimen permanente, el módulo de parque eléctrico inyectará/absorberá potencia reactiva según la respuesta del control de tensión (ver apartado 5.2.3.3) con las limitaciones que por encontrarse fuera de dicho rango de tensiones imponga la producción de potencia activa, es decir, primará la producción de potencia activa sobre la de reactiva. A su vez, la potencia activa de referencia (P_0) se mantendrá mientras la instalación tenga capacidad para ello.

En cuanto a la capacidad de potencia reactiva establecida según la , se requiere que los módulos de parque eléctrico aporten potencia reactiva en todo el rango de tensión en el que se requiere que funcione durante un tiempo ilimitado (ver apartado 5.2.1). Para ello, se especifica en la Figura 12 unas extensiones del diagrama $U-Q/P_{\max}$ con líneas a trazos que establece la capacidad de reactiva en dichos rangos dentro de los cuales el módulo de generación de electricidad debe ser capaz de suministrar potencia reactiva a su capacidad máxima ($P_{\max}$) sin ser necesario cumplimentar la velocidad de respuesta indicada en el apartado 5.2.3.3. Esta capacidad se podrá dar en tiempos de respuesta de hasta 1 minuto.

En el caso de que el módulo de parque eléctrico disponga de un cambiador de tomas en carga para proporcionar la aportación de esta potencia reactiva, se aceptará que las extensiones del diagrama $U-Q/P_{\max}$ con líneas a trazos se refieran a la capacidad de potencia reactiva con el cambiador de tomas en la toma habitual. Se considerarán, por tanto, aceptables los movimientos de dicho diagrama $U-Q/P_{\max}$ derivados de la variación de las tomas en carga, sin perjuicio de que el módulo de parque eléctrico deberá adecuar la toma del transformador mientras la tensión del punto de conexión se encuentre fuera del rango $0,95 \leq V \leq 1,05$ pu para proporcionar la potencia reactiva adecuada en el punto de conexión. Esta capacidad derivada del uso del cambiador de tomas en carga se podrá dar en tiempos de respuesta de hasta 1 minuto sin ser necesario cumplimentar la velocidad de respuesta indicada en el apartado 5.2.3.3.

Al funcionar con una salida de potencia activa inferior a la capacidad máxima ($P < P_{\max}$), el módulo de parque eléctrico deberá ser capaz de suministrar potencia reactiva en cualquier punto de funcionamiento dentro de su perfil $P-Q/P_{\max}$ establecido en la Figura 13, si todas las unidades del módulo de parque eléctrico que generan energía están técnicamente disponibles, es decir, no están fuera de servicio debido a mantenimiento o avería, de lo contrario, podrá haber una menor capacidad de potencia reactiva, teniendo en cuenta las unidades disponibles.

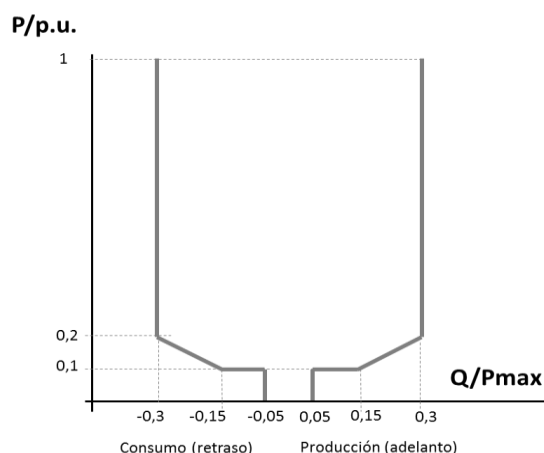


Figura 13. Perfil $P-Q/P_{\max}$ de un módulo de parque eléctrico

Para rangos de operación en los que el módulo de parque eléctrico se encuentre inyectando potencia reactiva entre 0,2 y 0,3 de la capacidad máxima, de acuerdo con la Figura 13, se permitirán tiempos de respuesta de hasta 1 minuto no siendo necesario cumplimentar la velocidad de respuesta indicada en el apartado 5.2.3.3.

5.2.3.3. Modos de control de potencia reactiva

Salvo indicación en contra del operador del sistema, el control de tensión del módulo de parque eléctrico de tipo D conectado a la red de transporte se configurará con los parámetros por defecto siguientes:

- La pendiente se ajustará en el 2%.
- Se operará sin banda muerta. No obstante, se acepta una banda de insensibilidad menor o igual al $\pm 0,2\%$ de la tensión nominal.
- El tiempo t_1 será de 1 segundo y t_2 de 5 segundos.

El modo de control de potencia reactiva del módulo de parque eléctrico de tipo D conectado a la red de transporte deberá tener capacidad técnica para recuperar la respuesta de potencia reactiva consignada, tras un cambio repentino en las condiciones del nudo de conexión a la red, en un tiempo inferior a 1 minuto con la precisión especificada en el Reglamento (UE) 2016/631.

El modo de control de factor de potencia del módulo de parque eléctrico de tipo D conectado a la red de transporte deberá tener capacidad técnica para recuperar la respuesta del factor potencia de consigna en un tiempo inferior a 1 minuto, tras un cambio repentino en la potencia activa o en el valor de la tensión, dentro de los rangos de capacidad de potencia reactiva requeridos. La precisión debe ser tal que el valor del error absoluto de la potencia reactiva sea menor del 5% de la capacidad máxima de potencia reactiva del módulo de generación.

En aras a que las actualizaciones de las consignas de tensión, de potencia reactiva o de factor de potencia, en su caso, no interfieran con las dinámicas de movimiento de los cambiadores de tomas, se tendrá en cuenta lo siguiente:

- El operador del sistema no actualizará las tensiones de consigna del punto de conexión a la red con tiempos de actualización tan rápidos que puedan provocar dichas interferencias.
- Si el módulo de parque eléctrico realiza algún tipo de traslación de la tensión de consigna a terminales de unidades de generación, se hará sin que se ocasione ningún tipo de oscilación ni inestabilidad.

El operador del sistema podrá modificar los parámetros establecidos en este apartado manteniéndose siempre dentro de los rangos estipulados en el Reglamento (UE) 631/2016.

5.2.3.4. Prioridad de la potencia activa y reactiva

Para los módulos de parque eléctrico de tipo A, B, C o D las salidas de todos los controles que gestionen la potencia activa (o componente activa de la corriente) y las salidas de todos los controles que gestionen la potencia reactiva (o componente reactiva de la corriente) estarán sujetas a la siguiente regla de prioridad:

- Dentro del rango de tensiones en el punto de conexión definido como $V_{\min} \leq V \leq V_{\max}$ tendrán prioridad las salidas de los controles que gestionen la potencia activa (o componente activa de la corriente), no obstante, las salidas de los controles que gestionen la potencia reactiva (o componente reactiva de la corriente) se deberán respetar mientras que el módulo de parque eléctrico no alcance su potencia aparente máxima o su corriente aparente nominal.
- Fuera del rango de tensiones en el punto de conexión definido como $V_{\min} \leq V \leq V_{\max}$ tendrán prioridad las salidas de los controles que gestionen la potencia reactiva (o componente reactiva de la corriente), no obstante, las salidas de los controles que gestionen la potencia activa (o componente activa de la corriente) se deberán respetar mientras que el recurso primario lo permita y el módulo de parque eléctrico no alcance su potencia aparente máxima o su corriente aparente nominal.

A los efectos de interpretación de este requisito se define lo siguiente:

- $V_{\max}$ se corresponde con la mayor tensión admisible siguiente:
 - En el caso de módulos de parque eléctrico de tipo D, la mayor tensión considerada en los rangos de tensión y tiempos mínimos que debe soportar sin desconectar indicada en el apartado 5.2.1.1.

- En el caso de módulos de parque eléctrico de tipo A, B o C, la mayor tensión admisible considerada dentro de los rangos normales de funcionamiento establecidos por el gestor de la red pertinente.
- $V_{\min}$ se corresponde con la menor tensión admisible siguiente:
 - En el caso de módulos de parque eléctrico de tipo D, la menor tensión considerada en los rangos de tensión y tiempos mínimos que debe soportar sin desconectar indicada en el apartado 5.2.1.1.
 - En el caso de módulos de parque eléctrico de tipo A, B o C, la menor tensión admisible considerada dentro de los rangos normales de funcionamiento establecidos por el gestor de la red pertinente.

5.2.3.5. Amortiguamiento de las oscilaciones de potencia

Los módulos de parque eléctrico de tipo C o D podrán tener la capacidad de contribuir al amortiguamiento de las oscilaciones de potencia. En su caso, el principio de funcionamiento, y los ajustes y parámetros del control serán acordados entre el operador del sistema y el propietario del módulo de parque eléctrico.

En el caso de no contribuir al amortiguamiento de las oscilaciones de potencia, el diseño de todos sus controles será de tal forma que se asegure que no contribuirán a desamortiguar las oscilaciones de potencia existentes en el punto de conexión entre 0,1 Hz y 1,5 Hz.

5.2.3.6. Capacidad para limitar la generación de sobretensiones transitorias en la red de transporte

El módulo de parque eléctrico de tipo D, conectado a la red de transporte y de tecnología diferente a la eólica doblemente alimentada, limitará la generación de sobretensiones transitorias durante su funcionamiento todo lo que el estado del arte permita. Se requiere que tenga la capacidad técnica de aplicar el bloqueo de la electrónica de potencia o técnica similar de manera que no se inyecte corriente aparente en menos de 5 ms, una vez que la medida del valor eficaz de la tensión del punto de conexión o en los terminales de las unidades de generación supera 1,2 pu y se esté inyectando corriente reactiva. En el caso de sobretensión tras despeje de defecto, el bloqueo o técnica similar se realizará, a lo sumo, a los 30 ms tras el propio despeje de la falta si está inyectando corriente reactiva. Esta capacidad estará activa por defecto salvo indicación en contra del operador del sistema.

5.2.4. Requisitos de tensión de los módulos de parque eléctrico en alta mar

A los módulos de parque eléctrico en alta mar de tipo D conectados en corriente alterna a la red de transporte les serán de aplicación los mismos requisitos establecidos a los módulos de parque eléctrico en tierra de tipo D conectados a la red de transporte.

5.3. Requisitos de robustez

5.3.1. Requisitos de robustez de los módulos de generación de electricidad

Los módulos de generación de electricidad cumplirán en el punto de conexión con los requisitos expuestos en sub apartados siguientes.

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

A este respecto, el perfil de tensión en función del tiempo para los módulos de generación de electricidad síncronos de tipo B, C o D conectados por debajo del nivel de tensión de 110 kV será el indicado en la Figura 14:

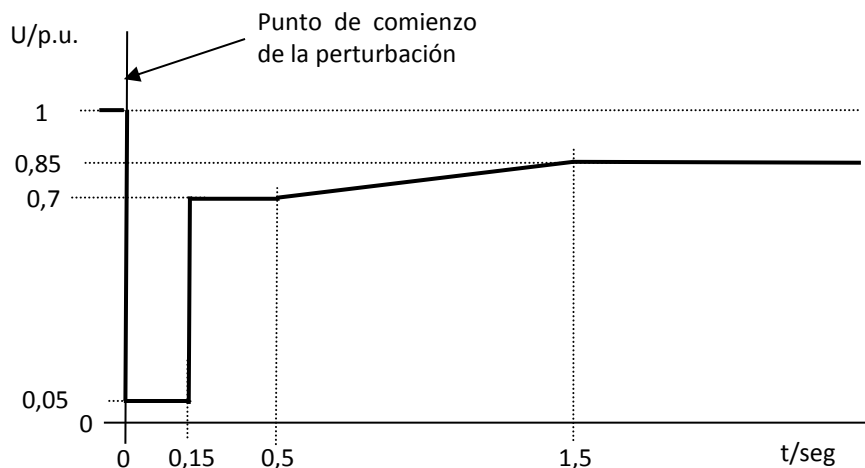


Figura 14. Perfil de la capacidad para soportar huecos de tensión de un módulo de generación de electricidad síncrono de tipo B, C o D por debajo del nivel de tensión de 110 kV. El diagrama representa el límite inferior de un perfil de tensión frente a tiempo en el punto de conexión, expresando su valor real respecto a su valor de referencia 1 pu antes, durante y después de una falta.

El perfil de tensión en función del tiempo para los módulos de parque eléctrico de tipo B, C o D conectados por debajo del nivel de tensión de 110 kV será el indicado en la Figura 15:

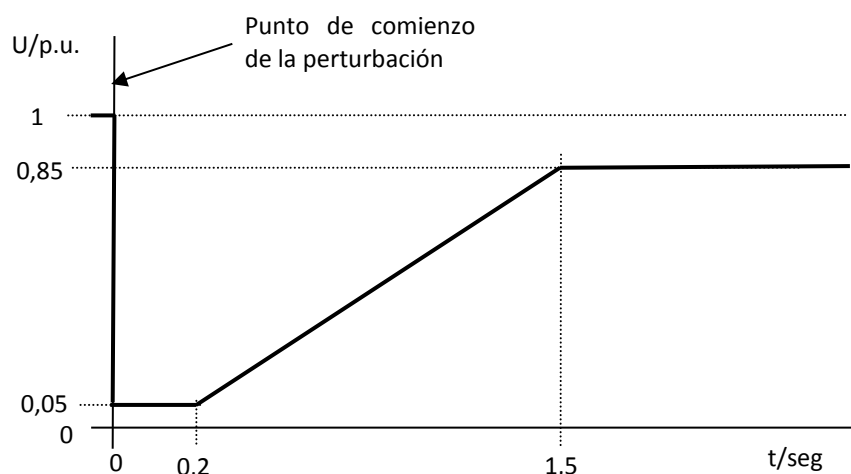


Figura 15. Perfil de la capacidad para soportar huecos de tensión de un módulo de parque eléctrico de tipo B, C o D por debajo del nivel de tensión de 110 kV. El diagrama representa el límite inferior de un perfil de tensión frente a tiempo en el punto de conexión, expresando su valor real respecto a su valor de referencia 1 pu antes, durante y después de una falta.

El perfil de tensión en función del tiempo para los módulos de generación de electricidad síncronos de tipo D conectados a 110 kV o por encima de este nivel es el indicado en la Figura 16:

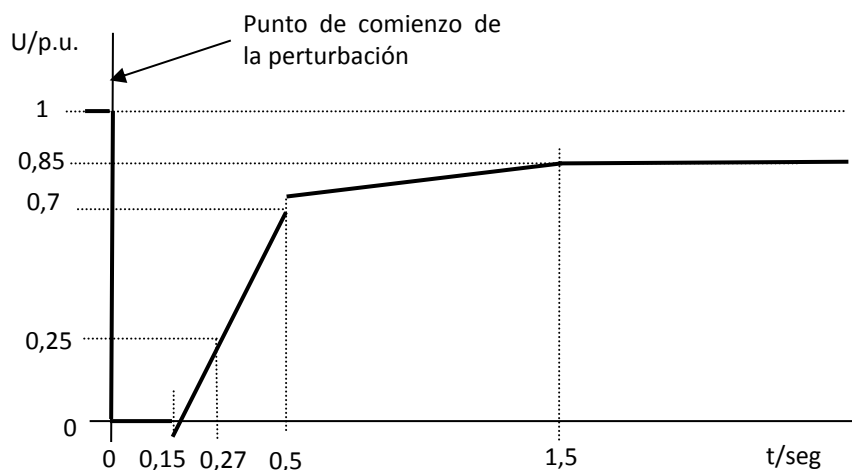


Figura 16. Perfil de la capacidad para soportar huecos de tensión de un módulo de generación de electricidad síncrono de tipo D conectado a 110 kV o por encima de este nivel. El diagrama representa el límite inferior de un perfil de tensión frente a tiempo en el punto de conexión, expresando su valor real respecto a su valor de referencia 1 pu antes, durante y después de una falta.

El perfil de tensión en función del tiempo para los módulos de parque eléctrico de tipo D conectados a 110 kV o por encima de este nivel es el indicado en la Figura 17:

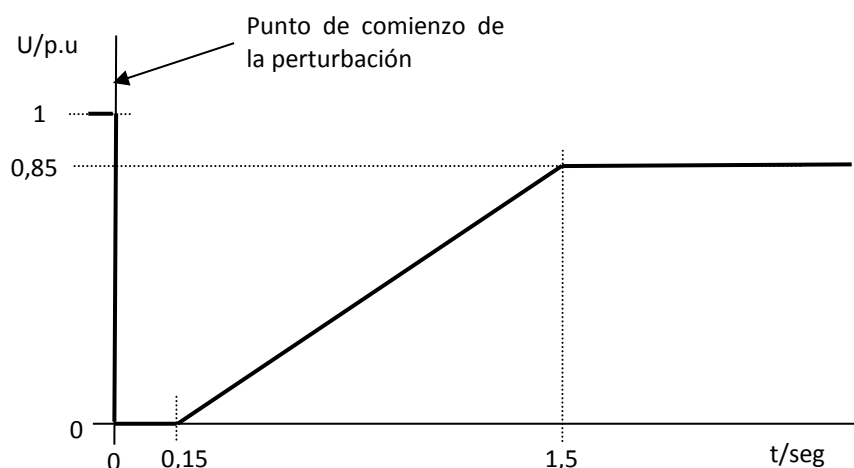


Figura 17. Perfil de la capacidad para soportar huecos de tensión de un módulo de parque eléctrico de tipo D conectado a 110 kV o por encima de este nivel. El diagrama representa el límite inferior de un perfil de tensión frente a tiempo en el punto de conexión, expresando su valor real respecto a su valor de referencia 1 pu antes, durante y después de una falta.

En relación con las condiciones a considerar previas y posteriores a la falta en relación con la capacidad de soportar huecos de tensión, serán las siguientes salvo especificación diferente en la Norma Técnica de Supervisión de aplicación:

- la potencia de cortocircuito previa y posterior a la falta:
 - 5 veces la capacidad máxima del módulo de generación de electricidad en el caso de que éste sea de tipo B o C.
 - 5 veces la capacidad máxima del módulo de generación de electricidad en el caso de módulos de parque eléctrico de tipo D.
 - El 80% de la potencia de cortocircuito mínima prevista en el punto de conexión a la red en el caso de módulos de generación eléctrica síncronos de tipo D.

- el punto de funcionamiento considerado será el siguiente:
 - Potencia activa igual a la capacidad máxima del módulo de generación de electricidad.
 - Potencia reactiva igual a la máxima capacidad de absorción de potencia reactiva requerida por el GRP a la capacidad máxima de potencia activa.
 - Al respecto de las condiciones de tensión previa, deberá considerarse el requisito establecido por el GRP a los efectos de capacidad de absorción de potencia reactiva por el módulo de generación de electricidad. En consecuencia, la tensión se corresponderá con el mínimo valor para el que el GRP requiera la máxima capacidad de absorción de potencia reactiva.

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

Al respecto de la capacidad para soportar huecos de tensión en caso de faltas desequilibradas aplica lo siguiente a los módulos de generación de electricidad de tipo B, C o D:

- en el caso de cortocircuitos bifásicos a tierra o monofásicos, aplica el perfil correspondiente de la capacidad para soportar huecos de tensión para faltas equilibradas a la menor de las tensiones fase-fase o fase-tierra;
- en el caso de cortocircuitos bifásicos aislados de tierra, aplica el perfil correspondiente de la capacidad para soportar huecos de tensión para faltas equilibradas a la menor de las tensiones fase-fase.
- En el caso de que de que la red a la que se conecta el módulo de generación de electricidad disponga de neutro, se podrá utilizar como referencia dicho neutro en lugar de la tierra a los efectos del presente requisito.

5.3.1.3. Bloqueo de la electrónica de potencia durante faltas

Al objeto de facilitar la capacidad para soportar huecos de tensión por los módulos de parque eléctrico de tipo B, C o D, aplica lo siguiente:

- Para tensiones en el punto de conexión o de los terminales de las unidades de generación (fase-tierra o fase-fase según lo que aplique a los efectos del perfil de la capacidad para soportar huecos de tensión en función del tipo de falta) inferiores a 0,2 pu se permite el bloqueo en la electrónica de potencia (pudiendo dejar a cero la corriente aparente inyectada a la red):
 - el bloqueo en la electrónica de potencia deberá eliminarse antes de transcurridos 100 ms una vez que la correspondiente tensión supere el valor de 0,2 pu;
 - si el módulo de generación de electricidad y sus unidades de generación constituyentes dispone de mayor capacidad técnica pudiendo evitar el bloqueo o aplicarlo a tensiones inferiores a 0,2 pu deberá ser comunicada al GRP en los trámites de conexión a la red. En el caso de conexión a la red de distribución, dicha información podrá ser solicitada por el operador del sistema al GRP.
- En el caso de que de que la red a la que se conecta el módulo de generación de electricidad disponga de neutro, se podrá utilizar como referencia dicho neutro en lugar de la tierra a los efectos del presente requisito.

A requerimiento del operador del sistema, el módulo de parque eléctrico tendrá la capacidad de aplicar el bloqueo de la electrónica de potencia o técnica similar de manera que no se inyecte corriente aparente en menos de 5 ms, si la medida del valor eficaz de la tensión del punto de conexión o de los terminales de las unidades de generación baja del umbral que se le requiera. En este caso, el umbral de tensión a solicitar, en su caso, siempre será mayor o igual a 0,2 pu. Para la medida del valor eficaz de la tensión se permite un tiempo de hasta 30 ms. En el caso de la tecnología doblemente alimentada, se permite que durante el bloqueo no sea nula la corriente aparente.

Dicho bloqueo de la electrónica de potencia o técnica similar deberá eliminarse antes de transcurridos 100 ms una vez que la correspondiente tensión supere el valor del umbral de tensión establecido.

5.3.2. Requisitos de robustez de los módulos de generación de electricidad síncronos

Los módulos de generación de electricidad síncronos cumplirán en el punto de conexión con los requisitos expuestos en los sub apartados siguientes.

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

A este respecto, los módulos de generación de electricidad síncronos de los tipos B, C o D deberán recuperar la potencia activa previa a la perturbación tan pronto como sea posible al objeto de mantener la estabilidad del sistema. En este sentido, no aplicará ninguna ley o estrategia de comportamiento que conlleve una disminución o retraso de la respuesta en potencia del módulo de generación de electricidad síncrono durante la perturbación. No se consideran a este respecto las actuaciones de emergencia encaminadas a evitar una condición de pérdida de sincronismo y la desconexión del módulo.

Como límite máximo, en las correspondientes condiciones de red, previa y posterior a la falta, establecidas para la capacidad de soportar huecos de tensión, la recuperación de la potencia activa deberá cumplir las siguientes condiciones:

- si la tensión residual en el punto de conexión no baja de 0,2 pu, el módulo de generación de electricidad síncrono deberá alcanzar el 95 % de la potencia previa a la perturbación en un tiempo inferior a 1 segundo una vez la tensión alcance o supere 0,85 pu y deberá alcanzar la potencia previa a la perturbación en un tiempo inferior a 2 segundos adicionales.
- si la tensión residual en el punto de conexión baja de 0,2 pu, el módulo de generación de electricidad síncrono deberá alcanzar el 95 % de la potencia previa a la perturbación en un tiempo inferior a 3 segundos una vez la tensión alcance o supere 0,85pu y deberá alcanzar la potencia previa a la perturbación en un tiempo inferior a 2 segundos adicionales.

Si no se cumple el requisito debido que la tensión no se recupera con la suficiente rapidez, entonces el módulo de generación de electricidad síncrono deberá estar entregando al menos la corriente nominal.

A los efectos de cumplimiento de este requisito en el caso de que la respuesta en potencia activa sea oscilante, se considerará la línea de tendencia de la componente no oscilatoria de la potencia activa con posterioridad al despeje de la falta. Adicionalmente, la oscilación deberá presentar un amortiguamiento mayor del 10 %.

5.3.2.2. Capacidad para soportar saltos angulares

El módulo de generación de electricidad síncrono tipo D conectado a la red de transporte estará capacitado para soportar el cierre de las líneas de la red con una diferencia angular entre polos del interruptor de la línea de 30°, y ocasionalmente hasta 35°.

5.3.2.3. Capacidad para soportar sobretensiones transitorias

El módulo de generación de electricidad síncrono tipo D conectado a la red de transporte será capaz de permanecer conectado a la red y seguir funcionando de forma estable ante sobretensiones (tensión eficaz a tierra en el punto de conexión), en una o en todas las fases, de acuerdo a la Figura 18.

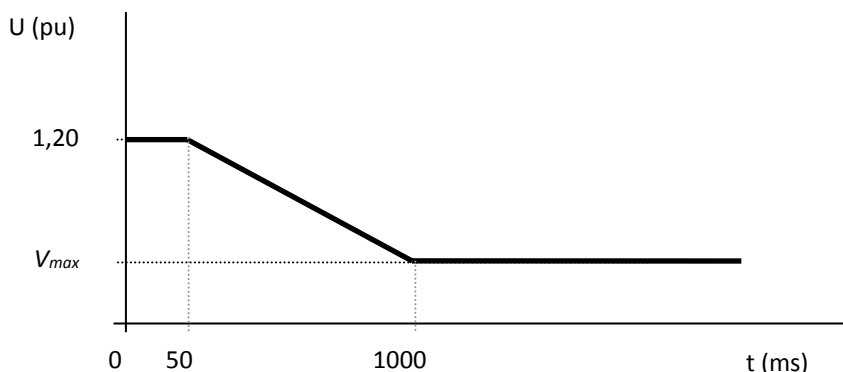


Figura 18. Tiempos mínimos de sobretensiones en el punto de conexión (tensión eficaz a tierra en una o en todas las fases en valor unitario de la base de tensión del punto de conexión) que el módulo de generación de electricidad síncrono debe ser capaz de soportar sin desconectar donde la tensión V_{max} se corresponde con la mayor tensión admisible considerada en los rangos de tensión y tiempos mínimos que debe soportar sin desconectar establecida en el apartado 5.2.1.

A este respecto, hay que señalar, a los efectos de la pertinente protección de las instalaciones, que en el sistema eléctrico podrían aparecer sobretensiones superiores a 1,20 pu.

5.3.3. Requisitos de robustez de los módulos de parque eléctrico

Los módulos de parque eléctrico cumplirán en el punto de conexión con los requisitos expuestos en los sub apartados siguientes.

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

Los módulos de parque eléctrico de los tipos B, C y D deberán proporcionar la potencia activa correspondiente al cumplimiento de la inyección de corriente activa indicada en el desarrollo del requisito de inyección de corriente de falta rápida (apartado 5.2.3) en función de la tensión existente en cada momento. El cumplimiento de este requisito deberá satisfacerse con la misma velocidad de respuesta exigida para el requisito de inyección de corriente de falta rápida. Una vez la tensión alcance o supere 0,85 pu, la potencia activa se deberá recuperar tan pronto como sea posible al objeto de mantener la estabilidad del sistema.

Como límite máximo, en las correspondientes condiciones de red, previa y posterior a la falta, establecidas para la capacidad de soportar huecos de tensión, la recuperación de la potencia activa deberá cumplir las siguientes condiciones:

- si la tensión residual en el punto de conexión no baja de 0,2 pu, el módulo de parque eléctrico deberá alcanzar el 95 % de la potencia previa a la perturbación (si el recurso primario lo permite) en un tiempo inferior a 1 segundo una vez la tensión alcance o supere 0,85 pu y deberá alcanzar la potencia previa a la perturbación (si el recurso primario lo permite) en un tiempo inferior a 2 segundos adicionales.
- si la tensión residual en el punto de conexión baja de 0,2 pu, el módulo de parque eléctrico deberá alcanzar el 95 % de la potencia previa a la perturbación en un tiempo inferior a 3 segundos una vez la tensión alcance o supere 0,85pu y deberá alcanzar la potencia previa a la perturbación en un tiempo inferior a 2 segundos adicionales.

Si no se cumple el requisito debido que la tensión no se recupera con la suficiente rapidez, entonces el módulo de parque eléctrico deberá estar entregando al menos la corriente nominal.

A los efectos de cumplimiento de este requisito en el caso de que la respuesta en potencia activa sea oscilante, se considerará la línea de tendencia de la componente no oscilatoria de la potencia activa con posterioridad al despeje de la falta. Adicionalmente, deberá presentar un amortiguamiento mayor del 10 %.

5.3.3.2. Capacidad para soportar saltos angulares

El módulo de parque eléctrico de tipo D conectado a la red de transporte estará capacitado para soportar saltos angulares de hasta 20° en el punto de conexión a la red derivados de las maniobras de interruptores de la red.

5.3.3.3. Capacidad para soportar sobretensiones transitorias

El módulo de parque eléctrico de tipo D conectado a la red de transporte será capaz de permanecer conectado a la red y seguir funcionando de forma estable ante sobretensiones (tensión eficaz a tierra en el punto de conexión), en una o en todas las fases, de acuerdo a la Figura 19.

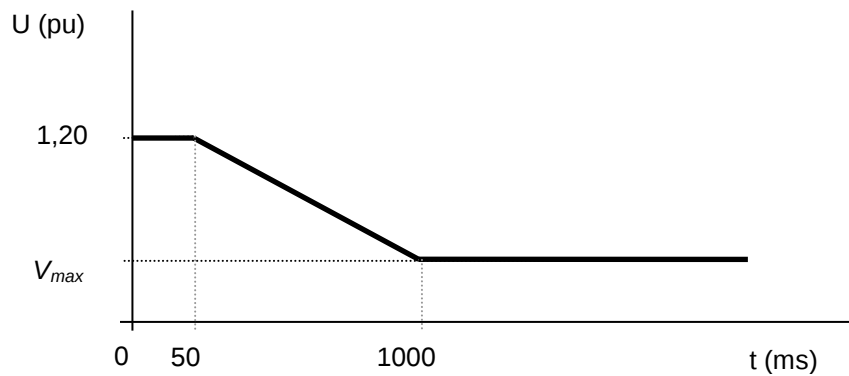


Figura 19. Tiempos mínimos de sobretensiones en el punto de conexión (tensión eficaz a tierra en una o en todas las fases en valor unitario de la base de tensión del punto de conexión) que el módulo de parque eléctrico debe ser capaz de soportar sin desconectar donde la tensión V_{max} se corresponde con la mayor tensión admisible considerada en los rangos de tensión y tiempos mínimos que debe soportar sin desconectar establecida en virtud del Reglamento (UE) 2016/631 o en caso de no aplicabilidad de éste, la mayor tensión admisible considerada dentro de los rangos normales de funcionamiento.

A este respecto, hay que señalar, a los efectos de la pertinente protección de las instalaciones, que en el sistema eléctrico podrían aparecer sobretensiones superiores a 1,20 pu.

Asimismo, al objeto de facilitar la capacidad para soportar sobretensiones transitorias por los módulos de parque eléctrico, se permite el bloqueo en la electrónica de potencia o técnica similar (pudiendo dejar a cero la corriente aparente inyectada a la red) para tensiones superiores a V_{max} en el punto de conexión y, en ausencia de mayor capacidad técnica, también en elementos interiores de la instalación. A este respecto, se cumplirá lo siguiente:

- el bloqueo en la electrónica de potencia deberá eliminarse antes de transcurridos 100 ms una vez que la tensión caiga por debajo del valor V_{max} .
- en el caso de que exista un transformador intermedio con cambiador de tomas en carga y la capacidad de los elementos interiores de la instalación sea tal que tenga que hacer uso de la posibilidad de bloqueo de la electrónica de potencia por tensión en dichos elementos, la gestión del cambiador será tal que minimice el uso de dicho bloqueo.

La capacidad técnica de soportar sobretensiones transitorias por parte del módulo de parque eléctrico y de sus unidades de generación constituyentes deberá ser comunicada al operador del sistema en los trámites de conexión a la red.

5.4. Requisitos de restablecimiento

Los módulos de generación de electricidad cumplirán con los requisitos de restablecimiento expuestos a continuación.

5.4.1. Capacidad técnica de reconexión tras perturbación

Un módulo de generación de electricidad de tipo B, C o D podrá ser capaz de volver a conectarse a la red después de una desconexión accidental provocada por una perturbación en la red con las siguientes condiciones:

- Frecuencia dentro del rango 47,5 - 51,5 Hz durante un tiempo ajustable.
- Tensión dentro del rango establecido por el gestor de la red pertinente:

- Para la red de transporte: el rango delimitado entre la menor y mayor tensión admisible considerada en los rangos de tensión y tiempos mínimos que debe soportar sin desconectar establecidas en el apartado 5.2.1.
- Para la red de distribución los límites de tensión son 0.9 y 1.1 pu.
- Las instalaciones deberán equiparse con un dispositivo que no permita el acoplamiento tras la actuación del relé de sobrefrecuencia salvo que la frecuencia se encuentre dentro de un rango parametrizable dentro de los valores del rango anterior durante un tiempo ajustable.

La autorización de uso de esta capacidad por parte del módulo de generación de electricidad está regulada en el P.O.1.6 indicando los rangos prácticos de frecuencias, tensiones y tiempos de observación para la permisibilidad de la reconexión, los cuales podrán ser más reducidos que los aquí expuestos a título de capacidad técnica.

5.4.2. Arranque autónomo

El módulo de generación de electricidad de tipo D conectado a la red de transporte y con capacidad de arranque autónomo deberá ser capaz de ponerse en marcha hasta una potencia estable, desde su desconexión total sin suministro de energía eléctrica externo, en un tiempo inferior a 15 minutos.

5.4.3. Capacidad de resincronización rápida

El tiempo de funcionamiento mínimo del módulo de generación de electricidad de tipo D conectado a la red de transporte, tras cambiar a operación sobre consumos propios, será de 4 horas si el recurso primario lo permite. No obstante, en casos concretos justificados, el operador del sistema podrá requerir un tiempo mínimo superior.

5.5. Requisitos de gestión del sistema

Los módulos de generación de electricidad cumplirán con los requisitos de gestión expuestos a continuación.

5.5.1. Intercambio de información

Para los módulos de generación de electricidad de tipo B, C o D será de aplicación lo recogido en el procedimiento de operación que regule la información intercambiada por el operador del sistema.

5.5.2. Modelos de simulación

Para los módulos de generación de electricidad de tipo C o D, la información a aportar relativa a los modelos de simulación, en cumplimiento de lo requerido por el Reglamento (UE) 2016/631, queda cumplimentada por el procedimiento de operación que regule la información intercambiada por el operador del sistema.

5.5.3. Calidad de producto

En cuanto a los parámetros de calidad de producto del módulo de generación de electricidad de tipo D conectado a la red de transporte, el módulo de generación de electricidad deberá cumplir con todo lo establecido para instalaciones que se conectan a la red de transporte en el apartado 4.1.2 de este procedimiento de operación.

5.5.4. Esquemas de protecciones y sus ajustes

A este respecto, el módulo de generación de electricidad de tipo D conectado a la red de transporte cumplirá lo establecido para las instalaciones conectadas a la red de transporte en el apartado 4.5.2.

5.5.5. Criterios de detección de pérdida de estabilidad angular o de pérdida de control

El propietario del módulo de generación de electricidad de tipo D conectado a la red de transporte comunicará los criterios de pérdida de estabilidad al operador del sistema. El operador del sistema analizará y validará los criterios y los ajustes propuestos si fuera de aplicación.

5.5.6. Instrumentación

En el caso de módulos de generación de electricidad de tipo D conectados a la red de transporte, la activación de cualquier relé de protección deberá quedar registrada junto a la oscilografía. El propietario del módulo de generación de electricidad tendrá la obligación de facilitar el registro de faltas y la oscilografía a petición del operador del sistema.

5.5.7. Modo de conexión a tierra del neutro de los transformadores elevadores

Para módulo de generación de electricidad de tipo D conectado a la red de transporte aplica lo especificado en el apartado 4.5.1.

5.5.8. Ajustes de dispositivos de sincronización

Para módulo de generación de electricidad de tipo D conectado a la red de transporte aplica lo especificado en el apartado 4.6.3.

5.5.9. Limitación a las rampas de subida y bajada de la potencia

Los módulos de generación de electricidad de tipo D conectados a la red de transporte, tendrán la capacidad de aplicar limitaciones al valor de las rampas de subida o bajada de la producción. En cualquier caso, siempre serán dentro del rango donde disponen de capacidad técnica de subida y bajada de la potencia de acuerdo a lo establecido en el apartado 5.1.6 (capacidad y rango de control de la potencia activa) considerando la tecnología y la disponibilidad que el recurso primario permita. Dichas limitaciones a las rampas serán establecidas por el operador del sistema en tiempo real obedeciendo a un porcentaje máximo de variación de la potencia producida respecto a la capacidad máxima del módulo de generación de electricidad en un rango de quince minutos.

6. INSTALACIONES DE GENERACIÓN EXISTENTES

En relación con las instalaciones de generación que tengan la consideración de existentes a los efectos del Reglamento (UE) 2016/631, la posible aplicabilidad total o parcial a estas instalaciones, está regulada por dicho Reglamento (UE) 2016/631 delimitando dicha aplicabilidad en función de la evaluación de la significatividad y la modificación de las instalaciones conforme a los apartados 3.2 y 3.3 del presente procedimiento de operación.

En cualquier caso, las instalaciones de generación que tengan la consideración de existentes a efectos del Reglamento (UE) 2016/631, deberán seguir cumpliendo con toda la normativa nacional que le sea de aplicación, tanto la que definió las condiciones en la que conectó a la red como las que en cada momento, en su caso, resulten aplicables en su condición de instalación de generación existente.

7. INSTALACIONES DE CONSUMO Y DE DISTRIBUCIÓN A LAS QUE RESULTA DE APLICACIÓN LOS REQUISITOS DEL REGLAMENTO (UE) 2016/1388

En el presente apartado se establecen requisitos técnicos que han de cumplir las instalaciones de consumo conectadas a la red de transporte, las instalaciones de distribución conectadas a la red de transporte, las redes de distribución y las instalaciones de consumo que ofrezcan servicios de respuesta de demanda, con el fin de garantizar la seguridad del sistema eléctrico. El propietario de cualquiera de dichas instalaciones deberá adoptar las medidas de diseño y/o control necesarias para que cumpla con el siguiente conjunto de requisitos técnicos:

- Todos los requisitos cerrados del Reglamento (UE) 2016/1388 que por el aspecto técnico que traten, y el tipo de instalación que se considere, le corresponda.
- Todos los requisitos abiertos del Reglamento (UE) 2016/1388 que por el aspecto técnico que traten, y el tipo de instalación que se considere, le corresponda establecer al gestor de la red pertinente (GRP) de la red de distribución en coordinación con el operador del sistema en el caso de que la instalación de consumo que ofrezca servicios de respuesta de demanda se conecte a la red de distribución.
- Todos los requisitos abiertos del Reglamento (UE) 2016/1388 que por el aspecto técnico que traten, y el tipo de instalación que se considere, le corresponda establecer al operador del sistema y cuyos desarrollos se establecen en este procedimiento.
- Todos los requisitos sobre aspectos técnicos que, a priori, por su influencia local (no “transfronterizos”) quedan fuera del ámbito del Reglamento (UE) 2016/1388 pero que tienen gran relevancia en el funcionamiento y seguridad del sistema eléctrico. Estos requisitos se establecen en este procedimiento.

Los requisitos técnicos exigidos relacionados con los valores de las variables del sistema eléctrico no deben entenderse como valores de ajuste de las protecciones de las instalaciones. Dichos requisitos deben entenderse como las capacidades técnicas mínimas exigidas tanto durante perturbaciones como en el régimen permanente. Los ajustes de protecciones de las instalaciones que dispongan de capacidad técnica para soportar valores de las variables del sistema más extremos y duraderos que los mínimos aquí requeridos deberán estar basados en dichas características de la instalación evitando ajustes en los valores mínimos aquí exigidos.

7.1. Requisitos generales

7.1.1. Requisitos de frecuencia

Las instalaciones de consumo conectadas a la red de transporte, las instalaciones de distribución conectadas a la red de transporte y las redes de distribución deben cumplir los siguientes requisitos en relación con la estabilidad de la frecuencia.

7.1.1.1. Rangos de frecuencia

Las instalaciones de consumo conectadas a la red de transporte, las instalaciones de distribución conectadas a la red de transporte y las redes de distribución deben ser capaces de permanecer conectadas a la red y funcionar, sin daño, dentro de los rangos de frecuencia y periodos de tiempo especificados en la *Tabla 10*.

Zona	Rango de frecuencias	Periodo de tiempo de funcionamiento
España peninsular	47,5 Hz – 48,5 Hz	30 minutos
	48,5 Hz – 49,0 Hz	Ilimitado
	49,0 Hz – 51,0 Hz	Ilimitado
	51,0 Hz – 51,5 Hz	30 minutos

Tabla 10. Periodos de tiempo mínimos durante los que las instalaciones de demanda conectadas a la red de transporte, las instalaciones de distribución conectadas a la red de transporte y las redes de distribución deben ser capaces de funcionar a diferentes valores de frecuencia, desviándose del valor nominal, sin desconexión de la red ni daño.

Si resulta técnicamente viable establecer rangos de frecuencia más amplios o períodos de funcionamiento mínimos más prolongados, el propietario de la instalación de consumo conectada a la red de transporte o el GRD podrán acordar con el operador del sistema, rangos de frecuencia más amplios o períodos de funcionamiento mínimos más prolongados, no pudiendo el propietario de la instalación de consumo conectada a la red de transporte o el GRD denegar su consentimiento sin fundamento.

En relación con las variaciones combinadas de frecuencia y tensión para instalaciones de distribución conectadas a la red de transporte y para instalaciones de consumo conectadas a la red de transporte, los rangos de frecuencia indicados en la *Tabla 10* se modifican en función de la tensión de acuerdo a las figuras al respecto establecidas para instalaciones de generación en el apartado 5.1.1, indicándose dentro de cada rango combinado frecuencia-tensión el tiempo mínimo que la instalación debe permanecer conectada a la red.

7.1.2. Requisitos de tensión

Las instalaciones de consumo conectadas a la red de transporte, las instalaciones de distribución conectadas a la red de transporte, las redes de distribución conectadas a la red de transporte y los equipos de las redes de distribución conectadas a la misma tensión que la del punto de conexión a la red de transporte deberán ser capaces de permanecer conectados a la red y funcionar en los rangos de tensión y durante los períodos de tiempo indicados a continuación.

7.1.2.1. Rangos de tensión

Las instalaciones de consumo conectadas a la red de transporte, las instalaciones de distribución conectadas a la red de transporte y las redes de distribución deben ser capaces de permanecer conectadas a la red y de funcionar dentro de los rangos de tensión en el punto de conexión, expresados en valores unitarios respecto a la base de tensión y durante los periodos de tiempo especificados en la *Tabla 11* y *Tabla 12*, en función de cuál sea el valor base de tensión.

Rango de tensión	Periodo de tiempo de funcionamiento
0,90 pu – 1,118 pu	Ilimitado
1,118 pu – 1,15 pu	60 minutos

Tabla 11. Periodos de tiempo mínimos durante los cuales una instalación de demanda conectada a la red de transporte, una instalación de distribución conectada a la red de transporte, o una red de distribución conectada a la red de transporte deben ser capaces de operar a tensiones desviadas del valor de referencia 1 pu, sin desconectarse de la red, cuando la tensión de base para los valores pu se sitúa a 110 kV o más y hasta un valor inferior a 300 kV.

Rango de tensión	Periodo de tiempo de funcionamiento
0,90 pu – 1,0875 pu	Ilimitado
1,0875 pu – 1,10 pu	60 minutos

Tabla 12. Periodos de tiempo mínimos durante los cuales una instalación de demanda conectada a la red de transporte, una instalación de distribución conectada a la red de transporte, o una red de distribución conectada a la red de transporte deben ser capaces de operar a tensiones desviadas del valor de referencia 1 pu, sin desconectarse de la red, cuando la tensión de base para los valores pu se sitúa entre 300 kV y 400 kV.

Al respecto de los casos de sobretensión y subfrecuencia simultáneas o subtensión y sobrefrecuencia simultánea, las instalaciones de distribución conectadas directamente a la red de transporte o las instalaciones de consumo conectadas directamente a la red de transporte, se podrán acoger a lo establecido en el apartado 5.1.1.1 al respecto de las variaciones combinadas de frecuencia y tensión.

Adicionalmente para aquellas instalaciones conectadas a red de transporte a un nivel de tensión inferior a 110 kV resulta de aplicación los mismos rangos de tensión que sean de aplicación en las redes de distribución para cada nivel de tensión, según la normativa que corresponda.

7.1.3. Requisitos de potencia de cortocircuito

Las instalaciones de consumo conectadas a la red de transporte y las redes de distribución conectadas a la red de transporte deberán cumplir con lo establecido en el apartado 4.2.1.

7.1.4. Requisitos de potencia reactiva

Las instalaciones de consumo conectadas a la red de transporte y las redes de distribución conectadas a la red de transporte deberán ser capaces de funcionar en régimen permanente en su punto de conexión dentro de un rango de potencia reactiva de factor de potencia 0,9 capacitivo a 0,9 inductivo. Esto conlleva la capacidad de permanecer sin daño ni desconexión en dicho rango, no determinándose en este procedimiento de operación, el comportamiento concreto, a efectos de intercambio de potencia activa o reactiva, que las instalaciones mencionadas habrán de disponer.

7.1.5. Requisitos de protección

Las instalaciones de consumo conectadas a la red de transporte y las redes de distribución conectadas a la red de transporte deberán cumplir con lo establecido en el apartado 4.5.2 de este procedimiento de operación, así como en el Reglamento (UE) 1388/2016.

7.1.6. Requisitos de control

Las instalaciones de consumo conectadas a la red de transporte y las redes de distribución conectadas a la red de transporte deberán cumplir con lo establecido en el apartado 4.3.2 de este procedimiento de operación, así como en el Reglamento (UE) 1388/2016 y en los procedimientos de operación 11.2 y 11.3.

El acuerdo entre el operador del sistema y el propietario de la instalación de consumo conectada a la red de transporte o el propietario de la instalación de distribución conectada a la red de transporte deberá contener al menos los siguientes elementos:

- funcionamiento aislado (red);
- amortiguación de oscilaciones, que cuenten con los dispositivos adecuados;
- perturbaciones de la red de transporte;
- cambio automático al suministro de emergencia y restablecimiento a la topología normal;
- reconexión automática del interruptor (en faltas monofásicas).

7.1.7. Requisitos de desconexión y reconexión de demanda

Las instalaciones de consumo conectadas a la red de transporte y las redes de distribución conectadas a la red de transporte deberán cumplir con los requisitos relacionados con las capacidades funcionales de deslastre de cargas por mínima frecuencia establecidos en el Reglamento (UE) 1388/2016 y en el reglamento (UE) 2196/2017.

Por otra parte todos los transformadores de distribución que se conecten directamente a la red de transporte así como los transformadores de consumidores directamente conectados a la red de transporte deben ser capaces de bloquear los reguladores de tomas automáticos de manera remota a petición del operador del sistema.

En relación con la desconexión o reconexión de una instalación de consumo conectada a la red de transporte o una red de distribución conectada a la red de transporte, todas las instalaciones de consumo conectadas a la red de transporte y redes de distribución conectadas a la red de transporte deberán cumplir los requisitos establecidos en el P.O. 1.6 y en el Reglamento (UE) 1388/2016.

7.1.8. Calidad de suministro

Las instalaciones de consumo conectadas a la red de transporte deberán cumplir con lo establecido en el apartado 4.1.2 de este procedimiento de operación.

En relación con las instalaciones de distribución nuevas conectadas a la red de transporte para el suministro a nuevas instalaciones de consumo conectadas a la red de distribución, cuyas perturbaciones puedan afectar a la red de transporte, y a partir de la primera unidad de transformación a conectar en una misma subestación de la red de transporte en su relación de transformación, se analizará caso por caso el alcance de la aplicación a dichas unidades de los límites de emisión de las características de la onda de tensión indicados en el apartado 4.1.2 para las instalaciones de generación y de consumo conectadas a la red de transporte.

Adicionalmente aquellas instalaciones de consumo con conexión a la red de distribución a las que les sea de aplicación el mecanismo de valoración de aceptabilidad del operador del sistema desde la perspectiva de la red de transporte para el acceso a la red de distribución conforme a lo establecido en el procedimiento de operación 12.1, deberán cumplir con los límites de emisión de las características de la onda de tensión indicados en el apartado 4.1.2 para las instalaciones de generación y de consumo conectadas a la red de transporte en los términos recogidos en dicho procedimiento de operación.

7.1.9. Requisitos de intercambio de información

Para las instalaciones de consumo conectadas a la red de transporte, las instalaciones de distribución conectadas a la red de transporte y las redes de distribución, les será de aplicación lo recogido en el procedimiento de operación que regule la información intercambiada por el operador del sistema.

7.1.10. Modelos de simulación

Para las instalaciones de consumo conectadas a la red de transporte, las instalaciones de distribución conectadas a la red de transporte y las redes de distribución, les será de aplicación lo recogido en el procedimiento de operación que regule la información intercambiada por el operador del sistema.

Al respecto de instalaciones de demanda conectadas a la red de transporte deberán instalar un registrador de datos de medidas de la potencia activa, potencia reactiva, tensión y frecuencia, con un periodo de muestreo inferior a 50 ms a fin de comparar la respuesta del modelado con registros reales.

En el caso de instalaciones de red de distribución conectadas a la red de transporte, el operador del sistema podrá requerir la instalación un registrador de datos de medidas de la potencia activa, potencia reactiva, tensión y frecuencia, con un periodo de muestreo inferior a 50 ms a fin de comparar la respuesta del modelado con registros reales.

7.2. Requisitos específicos de respuesta de demanda

Las instalaciones de consumo conectadas a la red de transporte que presten servicios de respuesta de demanda deberán cumplir con los requisitos establecidos en el apartado 7.1, así como con los requisitos específicos del servicio que presten conforme al Reglamento (UE) 1388/2016 y que se desarrollarán en la normativa correspondiente.

Las instalaciones de consumo conectadas a la red de distribución a un nivel de tensión igual o superior a 110 kV que presten servicios de respuesta de demanda al operador del sistema conforme al Reglamento (UE) 1388/2016 deberán cumplir con los rangos de frecuencia y de tensión establecidos en el apartado 7.1 para las instalaciones conectadas a la red de transporte; así como con los requisitos de intercambio de información establecidos en el procedimiento de operación que regule la información intercambiada por el operador del sistema. Estas instalaciones cumplirán con los requisitos específicos del servicio que presten conforme al Reglamento (UE) 1388/2016 y que se desarrollarán en la normativa correspondiente.

Las instalaciones de consumo conectadas a la red de distribución a un nivel de tensión inferior a 110 kV que presten servicios de respuesta de demanda al operador del sistema conforme al Reglamento (UE) 1388/2016 serán capaces de funcionar por un tiempo ilimitado para el rango de tensión entre 0,9 pu y 1,1 pu, así como con los requisitos de intercambio de información establecidos en el procedimiento de operación que regule la información intercambiada por el operador del sistema. Estas instalaciones cumplirán con los requisitos específicos del servicio que presten conforme al Reglamento (UE) 1388/2016 y que se desarrollarán en la normativa correspondiente.

8. INSTALACIONES DE CONSUMO O DISTRIBUCIÓN EXISTENTES

En relación con las instalaciones de consumo o distribución que tengan la consideración de existentes a efectos del reglamento (UE) 2016/1388, la posible aplicabilidad total o parcial a estas instalaciones, está regulada por el Reglamento (UE) 2016/1388, incluyendo la modificación de las instalaciones conforme al apartado 3.3 del presente procedimiento de operación.

En cualquier caso, las instalaciones de consumo o distribución que tengan la consideración de existentes a efectos del Reglamento (UE) 2016/1388, deberán seguir cumpliendo con toda la normativa nacional que le sea de aplicación, tanto la que definió las condiciones en la que conectó a la red como las que en cada momento, en su caso, resulten aplicables en su condición de instalación existente.”

9. OTRAS INSTALACIONES CONECTADAS A LA RED DE TRANSPORTE

En el caso de otras instalaciones conectadas a la red de transporte, si la instalación tiene capacidad de inyectar potencia a la red en algún momento, deberá cumplir con los requisitos establecidos a las instalaciones de generación que les aplique el Reglamento (UE) 2016/631 conforme al apartado 5.

En el caso de que la instalación tenga capacidad de consumir potencia en algún momento, deberá cumplir con los requisitos establecidos a las instalaciones de consumo que les aplique el Reglamento (UE) 2016/1388 conforme al apartado 7.

En cualquier caso, el operador del sistema deberá determinar el cumplimiento total o parcial de los requisitos indicados en los párrafos anteriores así como de establecer requisitos técnicos adicionales según las características tecnológicas específicas de la instalación, salvo resolución expresa a este respecto del órgano competente.

En relación al procedimiento de notificación operacional asociado a estas instalaciones, les resultará de aplicación el procedimiento concreto establecido en el P.O.12.1 en función de los requisitos previamente identificados y de las características tecnológicas específicas de la instalación.