

P.O.7.4 Servicio de control de tensión

1. OBJETO

El objeto de este procedimiento es reglamentar la prestación del servicio de control de tensión en el sistema eléctrico peninsular español en lo relativo a los siguientes aspectos:

- Prestación básica.
- Prestación basada en consignas en Tiempo Real (TR).
- Validación de la prestación.
- Mercados zonales de capacidad reactiva adicional.
- Pruebas de habilitación para la prestación basada en consignas de TR.
- Medidas para el control de la tensión coordinado en los transformadores frontera de red de transporte (RdT) con red de distribución (RdD).

2. ÁMBITO DE APLICACIÓN

Este procedimiento es aplicable al Operador del Sistema (OS), a los gestores de la red de distribución (GRD), a los centros de control habilitados por el OS para el intercambio de información en TR (centros de control de generación y demanda (CCGD) o centros de control delegados de las instalaciones de enlace) y a los proveedores del servicio (instalaciones de producción, de generación asociada a autoconsumo, de demanda, de almacenamiento e instalaciones híbridas) según se establece en los siguientes apartados.

3. FUNCIONES DEL OPERADOR DEL SISTEMA (OS)

- a) Gestionar los elementos de control de tensión de la RdT para mantener la tensión en los límites establecidos en la normativa.
- b) Definir las subestaciones de la RdT que conforman las zonas vinculadas a los mercados zonales.
- c) Realizar las pruebas de habilitación para la prestación basada en consignas de TR a los proveedores conectados a la RdT.

- d) Establecer el requerimiento para los mercados zonales con objeto de asegurar la existencia de reservas adecuadas.
- e) Realizar la asignación de las ofertas en los mercados zonales en los que se establezca un requerimiento.
- f) Enviar las consignas en TR a los proveedores conectados a la RdT a través de los canales establecidos conforme a las especificaciones para la implementación nacional del artículo 40.6 del Reglamento (UE) 2017/1485, al procedimiento de operación de intercambio de información en TR con el OS o a la normativa posterior que sea de aplicación.
- g) Validar la prestación básica de todos los proveedores y liquidar en su caso el incumplimiento.
- h) Validar la prestación basada en consignas en TR a los proveedores conectados a la RdT y liquidar en su caso la retribución y el incumplimiento.
- i) Emitir las instrucciones a los GRD para la activación y desactivación de las medidas de coordinación y las medidas excepcionales para el control de tensión en los transformadores frontera de RdT con RdD.
- j) Supervisar la compensación del aporte de reactiva de las instalaciones de conexión de los proveedores conectados a la RdT en virtud del apartado 10.5 y liquidar en su caso el incumplimiento.

4. FUNCIONES DE LOS GESTORES DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN

- a) Gestionar los elementos de control de tensión de su propiedad para mantener la tensión en los límites establecidos en la normativa.
- b) Seguir las instrucciones emitidas por el OS para la activación y desactivación de las medidas para el control de la tensión coordinado en los transformadores frontera de RdT con RdD conforme al apartado 9.
- c) Informar al OS en caso de detectar problemas en la red bajo su gestión que impidan la ejecución de las medidas solicitadas, indicando el motivo y la previsión de la normalización del estado de su red que le permita llevarlas a cabo.

5. FUNCIONES DE LOS CENTROS DE CONTROL HABILITADOS POR EL OS PARA EL INTERCAMBIO DE INFORMACIÓN EN TIEMPO REAL

- a) Facilitar al OS la información en TR requerida para la prestación del servicio, ya sea de la instalación de enlace con la red de transporte o de los proveedores bajo su control, conforme al procedimiento de operación de intercambio de información en TR con el OS o normativa posterior que sea de aplicación.
- b) Reenviar a los proveedores bajo su control las consignas recibidas en TR del OS con un retraso máximo de 5 segundos.
- c) En la modalidad de participación conjunta, implementar un control que establezca un reparto de consignas a los proveedores bajo su control con objeto de dar seguimiento a la consigna recibida en PPS en TR.
- d) Realizar la interlocución entre el OS y los proveedores conectados a un mismo PCR para la supervisión de la compensación de la generación o absorción de reactiva de las instalaciones de conexión en virtud del apartado 10.5.

6. PROVEEDORES DEL SERVICIO

La provisión del servicio se articula en una prestación básica y una prestación basada en consignas en TR, conforme se describe en los siguientes apartados. En ambos casos, la prestación del servicio se realiza en barras de central¹ (BC).

Para las instalaciones acogidas a alguna modalidad de autoconsumo la prestación del servicio, tanto la prestación básica como la basada en consignas en TR, se realiza en BC de la instalación de autoconsumo (punto eléctrico común de la instalación de generación y la instalación de demanda).

6.1 Prestación básica

La participación en la prestación básica es obligatoria para las instalaciones indicadas en los siguientes apartados.

Se define potencia máxima de la instalación de generación, de la instalación de almacenamiento (en modo generación) o de la instalación híbrida como el valor de la capacidad de acceso que será la potencia activa máxima que podrá

¹ Se define BC del proveedor, conforme a lo establecido en el procedimiento de operación acerca del intercambio de información en tiempo real con el OS, como el punto eléctrico de su red de conexión más cercano al PCR siempre que dicho punto no sea compartido con otro proveedor. El OS podrá contemplar excepciones a lo anterior en caso de que el proveedor justifique una imposibilidad técnica o administrativa.

inyectarse a la red de acuerdo con lo que se haga constar en el permiso de acceso y conexión, salvo disposiciones normativas que lo modifiquen. En el caso de las instalaciones inscritas en la sección primera del registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica, dicho valor coincidirá con la potencia neta.

Se define potencia máxima de la instalación de demanda o de la instalación de almacenamiento (en modo consumo) como el valor de capacidad de acceso que será la potencia activa máxima que podrá tomar de la red, de acuerdo con lo que se haga constar en el permiso de acceso y conexión, o en su defecto en el acuerdo de conexión, salvo disposiciones normativas que lo modifiquen.

El OS podrá requerir en TR, a las instalaciones de demanda conectadas a su red, instrucciones específicas para la maniobra de los elementos de control de tensión de su propiedad cuando sea necesario como mecanismo excepcional de resolución para garantizar la seguridad del sistema en situaciones de emergencia.

6.1.1 Prestación básica para instalaciones de producción bajo el ámbito del RD 413/2014 y de almacenamiento basadas en electrónica de potencia

La prestación básica para instalaciones de producción bajo el ámbito del RD 413/2014 y de almacenamiento basadas en electrónica de potencia consistirá en mantenerse, de forma horaria, dentro de su capacidad reactiva obligatoria.

La capacidad reactiva obligatoria de estas instalaciones se establece igual al rango de factor de potencia obligatorio definido en el RD 413/2014, ajustado a las capacidades técnicas exigidas en la Orden TED 749/2020 para las instalaciones bajo su ámbito tal y como detalla el propio RD 413/2014.

6.1.2 Prestación básica para instalaciones de producción fuera del ámbito del RD 413/2014 e instalaciones de almacenamiento con módulo de generación síncrono

Las instalaciones de producción fuera del ámbito del RD 413/2014 e instalaciones de almacenamiento con módulo de generación síncrono deben modificar su generación y absorción de potencia reactiva dentro de la capacidad

reactiva obligatoria indicada en el Anexo 1 de forma que mantengan la tensión en BC dentro del rango definido en dicho anexo.

El OS podrá requerir en TR, a las instalaciones conectadas a su red, instrucciones específicas sobre la tensión a mantener o la potencia reactiva a generar/absorber en sus BC cuando sea necesario como mecanismo excepcional de resolución para garantizar la seguridad del sistema en situaciones de emergencia.

6.1.3 Prestación básica para instalaciones híbridas

Las instalaciones híbridas compuestas únicamente por MGE bajo el ámbito de aplicación del RD 413/2014 o por instalaciones de almacenamiento basadas en electrónica de potencia prestarán el servicio acorde a lo descrito en el apartado 6.1.1. El resto de instalaciones híbridas lo prestarán acorde a lo descrito en el apartado 6.1.2.

La capacidad reactiva obligatoria de las instalaciones híbridas será el sumatorio de las capacidades reactivas obligatorias de cada uno de los MGE e instalaciones de almacenamiento de los que estén compuestas, conforme a lo descrito en los apartados 6.1.1 y 6.1.2. En cualquier caso, tendrá un valor máximo del 30% de la potencia máxima de la instalación híbrida.

6.2 Prestación basada en consignas en tiempo real

Cualquier proveedor con conexión a la RdT y con potencia instalada/contratada igual o superior a 5 MW puede solicitar la participación en la prestación basada en consignas en TR en participación individual o conjunta. Cada proveedor participará en esta prestación con una capacidad reactiva total mayor o igual a la suma de su capacidad reactiva obligatoria y su capacidad reactiva adicional asignada en el mercado. Dicha capacidad reactiva obligatoria se corresponde con la establecida para la prestación básica en el apartado 6.1 y se asigna un valor cero a las instalaciones de demanda.

Para participar en esta prestación, los proveedores deberán superar satisfactoriamente las pruebas de habilitación indicadas en el apartado 8 en toda su extensión salvo que el OS determine que alguna o algunas de las fases de las pruebas no son necesarias. Los proveedores dejarán de participar en la prestación básica cuando comiencen a participar en la prestación basada en

consignas en TR y viceversa. Los proveedores deberán permanecer, al menos, un mes en la nueva prestación tras el cambio de tipo de prestación. El OS podrá deshabilitar de esta prestación a los proveedores cuyo regulador de tensión presente un malfuncionamiento reiterado que ponga en peligro la seguridad del sistema. En este caso, el OS podrá requerir a dichos proveedores la superación nuevamente de las pruebas de habilitación si solicitasen volver a participar en esta prestación. Cuando exista una imposibilidad de evacuación que no permita a algún proveedor ofrecer su capacidad reactiva obligatoria a producción activa nula, el proveedor afectado podrá solicitar al OS que tenga en cuenta dicha imposibilidad en la validación del servicio conforme a lo establecido en el P.O. 3.6. Siempre que dicha solicitud esté debidamente justificada, el OS deberá considerar para el proveedor una capacidad reactiva obligatoria nula a producción activa nula durante el periodo indicado por el proveedor.

Los proveedores deben enviar sus telemidas conforme al procedimiento de operación acerca del intercambio de información en TR con el OS².

Los proveedores deben disponer de las siguientes modalidades de participación:

- Modalidad A: Seguimiento de consignas de tensión en TR.
- Modalidad B: Seguimiento de consignas de reactiva en TR.

No obstante, el OS podrá contemplar excepciones a lo anterior en caso de que el proveedor justifique una imposibilidad técnica para implementar alguna modalidad.

El OS emitirá consignas en TR a los CCGD en la modalidad que más se adecúe a las necesidades de sistema eléctrico. Los CCGD a su vez las reenviarán a los proveedores que deberán ser capaces de variar su potencia reactiva atendiendo a las mismas. Frente a variaciones de consigna, el tiempo de respuesta³ debe ser inferior a 2 minutos, el tiempo de establecimiento⁴ inferior a 5 minutos y el sobrepaso menor al 120%.

² El OS podrá requerir telemidas adicionales a las establecidas en el procedimiento de operación acerca del intercambio de información en tiempo real con el OS si se necesitasen para la adecuada prestación o validación del servicio debido a la configuración eléctrica del proveedor o de las instalaciones de evacuación.

³ Se define tiempo de respuesta como el tiempo que tarda el proveedor en aportar el 90% de la potencia reactiva requerida.

⁴ Se define tiempo de establecimiento como el tiempo que tarda el proveedor en mantener su potencia reactiva dentro de un rango del +/- 5% del valor de régimen permanente de potencia reactiva.

Adicionalmente al seguimiento de consigna en BC o en PPS:

- Los proveedores síncronos deben regular la tensión de sus terminales con su Automatic Voltage Regulator (AVR).
- El resto de proveedores podrán acordar con el OS una regulación de tensión en sus terminales.

6.2.1 Participación individual en BC

- Modalidad A: Seguimiento de consignas de tensión en TR.

Los proveedores seguirán la consigna de tensión en BC que reciban de su CCGD en TR. Para ello, los proveedores deberán variar su potencia reactiva en BC mediante un control proporcional al desvío unitario de la consigna de tensión respecto de la medida de tensión en BC, en las condiciones que determine la normativa de aplicación según su tecnología. En caso de proveedores que no estén bajo el ámbito de aplicación de ninguna normativa que determine sus tiempos de respuesta frente a variaciones de la medida de tensión en BC, el tiempo de respuesta deberá ser inferior a 20 segundos, el tiempo de establecimiento inferior a 1 minuto y el sobrepaso menor al 120%. En cualquier caso, los proveedores deben implementar el control localmente en BC para evitar retrasos de comunicaciones en la recepción de la medida de tensión.

- Modalidad B: Seguimiento de consignas de reactiva en TR.

Los proveedores deberán variar su potencia reactiva con objeto de igualarla a la consigna de potencia reactiva en BC que reciban de su CCGD en TR.

6.2.2 Participación conjunta en PSS⁵

Los proveedores que compartan punto de conexión a red (PCR) podrán acogerse a la participación conjunta en PPS en ambas modalidades A y B. Dicha participación debe incluir a todos los proveedores conectados a la red a través del PPS y debe ser solicitada a través de un único CCGD, el cual debe enviar las telemidas de tensión, potencia activa y reactiva en el PPS al OS, a través de los mismos canales de intercambio de información establecidos en la

⁵ Se define como Punto de Provisión del Servicio aquel punto eléctrico en el que los proveedores decidan proveer el servicio de manera conjunta. Debe encontrarse entre BC y el PCR, pudiendo coincidir con el PCR.

normativa para el envío de las telemidas de BC. La capacidad reactiva total asignada al PPS es la suma de las capacidades obligatorias y adicionales de todos los proveedores asociados a dicho PPS.

- Modalidad A: Seguimiento de consigna de tensión en TR

El CCGD debe enviar consignas a los proveedores con objeto de variar la potencia reactiva en el PPS mediante un control proporcional al desvío unitario de la consigna de tensión enviada por el OS, respecto de la medida de tensión en PPS. El tiempo de respuesta frente a variaciones de la medida de tensión en PPS deberá ser inferior a 2 minutos, el tiempo de establecimiento inferior a 5 minutos y el sobrepaso menor al 120%.

- Modalidad B: Seguimiento de consigna de reactiva en TR

El CCGD debe enviar consignas a los proveedores con objeto de igualar la potencia reactiva en el PPS a la consigna de potencia reactiva enviada por el OS.

7. MERCADOS ZONALES DE CAPACIDAD REACTIVA ADICIONAL

El OS establecerá un mercado zonal de capacidad reactiva adicional cuando detecte la necesidad de requerir capacidad reactiva adicional a la obligatoria a los proveedores en alguna zona de la red bajo su gestión, siempre que se cumplan las condiciones mínimas de competencia en dicho mercado zonal: presencia de al menos dos proveedores habilitados de distinto grupo empresarial y con suficiente capacidad adicional para que ninguno de ellos resulte pivotal para cubrir el requerimiento. Cualquier proveedor conectado a la RdT con potencia instalada/contratada igual o superior a la indicada en el Anexo 3 que haya superado satisfactoriamente las pruebas de habilitación de la prestación basada en consignas de TR, podrá solicitar su participación en los mercados zonales de capacidad reactiva adicional.

7.1 Características de los mercados zonales de capacidad reactiva adicional

El OS debe definir las subestaciones de la RdT que conforman cada zona asociada a cada mercado zonal acorde a las siguientes premisas:

- Sensibilidad eléctrica relevante entre las subestaciones de la misma zona.

- Las subestaciones deben pertenecer a una única zona en cada momento.
- Se actualizarán siempre que se produzcan modificaciones relevantes en la sensibilidad eléctrica de alguna subestación. Se publicarán dichas actualizaciones a los participantes a través de los medios de intercambio de información establecidos por el OS.

Cada proveedor participará en el mercado a cuya zona pertenezca la subestación eléctrica a la que se encuentre conectado. Cada mercado zonal tendrá una sesión diaria en D-1 para todos los períodos del día D. Dicha sesión será realizada para períodos con la duración especificada en el Anexo 3 del presente procedimiento. El OS podrá realizar sesiones en TR para los períodos, o porciones de período, en los que detecte violaciones de los criterios de seguridad en TR.

7.2 Requerimientos de capacidad reactiva adicional

Antes del cierre de recepción de ofertas de la sesión diaria de los mercados zonales, el OS calculará y solicitará los requerimientos de capacidad reactiva adicional para cada período y sentido, así como el valor de requerimiento a priorizar según se establece en el apartado 7.5.

Si la sesión es de TR, el OS establecerá, adicionalmente a lo indicado en el anterior párrafo, el minuto de inicio del primer período de aplicación. Dichos requerimientos para la sesión de TR podrán solicitarse en cualquier momento con la antelación mínima respecto al minuto de inicio del requerimiento establecida en el Anexo 3.

Para la sesión diaria, el OS publicará para cada zona en qué periodos horarios hay requerimiento de capacidad reactiva mayor que cero en cualquier sentido, antes de la hora establecida para esta publicación en el procedimiento de operación por el que se establece el proceso de programación.

El OS publicará inmediatamente, tras la solicitud de los requerimientos de TR para una zona, los períodos, sentido y minuto de inicio del primer período de los requerimientos de la sesión.

7.3 Período para la recepción de ofertas de capacidad reactiva adicional

El buzón de ofertas para la sesión diaria se abrirá tras la publicación del PDVP y permanecerá abierto hasta la hora definida para este mercado en el

procedimiento de operación por el que se establece el proceso de programación. Las ofertas para la sesión diaria podrán ser enviadas y actualizadas hasta el cierre del buzón de ofertas para dicha sesión.

El OS podrá prolongar el plazo de recepción de ofertas para la sesión diaria sólo en casos excepcionales y previa comunicación a todos los proveedores indicando la nueva hora de cierre del buzón de ofertas.

En previsión de ejecutarse una posible sesión de TR, los participantes podrán actualizar sus ofertas en cualquier momento desde la publicación de resultados de la sesión diaria y hasta el final de un período que esté incluido en la nueva oferta.

Las ofertas disponibles para una eventual sesión de TR estarán compuestas por aquellos bloques de oferta enviados y no utilizados en la sesión diaria o, en caso de haberse actualizado la oferta, por los nuevos bloques de oferta enviados y recibidos antes de la solicitud del correspondiente requerimiento de TR.

7.4 Características de las ofertas de capacidad reactiva adicional

Los participantes del mercado deben presentar ofertas por la máxima capacidad de potencia reactiva adicional que estimen que van a ser capaces de proveer sin considerar la parte obligatoria en cada período de asignación teniendo en cuenta el programa de activa que estimen tener en tiempo real.

La duración de los períodos de asignación se recoge en el Anexo 3 del presente Procedimiento.

Las ofertas se realizarán a nivel de unidad de programación (UP) por sus participantes responsables. Las UP de demanda que participen serán las que tengan definidas las instalaciones proveedoras mediante unidades físicas (UF) independientes. Las ofertas, consideradas firmes, serán del tipo que se indica en el Anexo 3 del presente Procedimiento.

Cada UP podrá tener presentada una única oferta por cada mercado zonal y sentido donde tenga al menos una UF habilitada. En cada oferta se debe especificar la siguiente información:

1. Por UP:
 - a) Mercado zonal en el que participa la UP.
 - b) Sentido: generación o absorción de potencia reactiva.

- c) Grupo de modalidad de participación: A o B, según lo definido en el apartado 6.2.
- 2. Por período y/o bloque:
 - a) Número de bloque: en orden correlativo de 1 al número máximo de bloques recogido en el Anexo 3.
 - b) Modo de funcionamiento requerido del bloque para UPs con más de un modo de funcionamiento.
 - c) Capacidad reactiva adicional ofertada del bloque (Mvar).
 - d) Precio de oferta del bloque (€/Mvar).
 - e) Término en € para UPs con programa por debajo del mínimo técnico o en un modo de funcionamiento inferior. Para cada período, podrá establecerse un valor por cada modo de funcionamiento declarado en los bloques de oferta. Este término indica, además, que la UP requiere de programación de energía activa a su mínimo técnico en el mercado intradiario.

Se establecerán, en el documento de intercambios de información entre los participantes y el OS, los límites técnicos correspondientes.

7.5 Asignación de ofertas de capacidad reactiva adicional

Los participantes del mercado podrán participar en la modalidad que mejor se adapte a sus características, si bien, se podrá priorizar la asignación de ofertas acorde a lo recogido en este apartado. Las asignaciones en la sesión diaria se realizarán tras el cierre del buzón de ofertas en todas las zonas de mercado. La asignación de TR se realizará con la antelación indicada en el Anexo 3 (Tiempo de demora máximo) previamente al minuto de inicio establecido en la solicitud de los requerimientos para la sesión de TR.

El algoritmo de asignación realizará un proceso de optimización consistente en encontrar la solución que maximice la asignación del requerimiento al menor coste global en el conjunto de todos los períodos de asignación de la sesión, respetando las condiciones descritas en este mismo apartado.

En la valoración del coste global se considerará:

- a) El precio de oferta y la capacidad asignada de cada bloque con asignación;
- b) El término en € de los periodos con asignación teniendo en cuenta el modo de funcionamiento más alto asignado en el caso de ciclos combinados multieje;

- c) El coste de los arranques estrictamente derivados de la asignación de capacidad reactiva adicional declarado para cada UP por el participante en la oferta de restricciones técnicas. A este respecto, se considerarán los arranques cuando la asignación de potencia reactiva en un determinado conjunto de periodos horarios consecutivos no se corresponda con un adelanto de un arranque programado por la unidad mediante su participación en los mercados previos. Los arranques podrán ser en frío o en caliente, de acuerdo con los criterios establecidos en el procedimiento de operación 3.2 “Restricciones técnicas”.
- d) En caso de proveedores síncronos a los que se les solicite arrancar, el coste de la energía reactiva asociada al total de su capacidad reactiva obligatoria en el sentido del requerimiento, considerando que dicha capacidad es igual al 15% de su potencia activa máxima.

A continuación, se describen las condiciones que debe respetar el algoritmo.

1. Asignación del requerimiento:

El algoritmo asignará el requerimiento solicitado en cada periodo, siempre que haya oferta suficiente, respetando el resto de condiciones. Se tendrá en cuenta la capacidad reactiva obligatoria aflorada por los proveedores síncronos a los que se les solicite arrancar como parte de la provisión del requerimiento solicitado.

2. Priorización:

En el proceso de asignación, tanto de diario como de TR, se tendrá en cuenta el siguiente orden de prioridad para cubrir primero la cantidad de requerimiento que comunique el OS como priorizada en cada período:

- a) Grupo A: Modalidad A y dentro de la modalidad B, las que dispongan de un control de tensión primario local y autónomo capaz de responder a variaciones de tensión en bornes de máquina.
- b) Grupo B: Modalidad B que no dispongan de un control de tensión primario local y autónomo capaz de responder a las variaciones de tensión en bornes de máquina.

El algoritmo empezará a asignar la cantidad de requerimiento priorizada en cada período con bloques de oferta del grupo A y, si se agotan dichos bloques de oferta, se seguirá asignando bloques de oferta del grupo B. Dentro de cada grupo, se asignará el conjunto de bloques de oferta de ese grupo que optimicen el coste global.

Posteriormente, una vez asignada toda la cantidad de requerimiento priorizada en un período, se continuará con la asignación de la cantidad de requerimiento no priorizada de ese período, asignando los bloques de oferta no asignados previamente que optimicen el coste global y sin tener en cuenta el orden de prioridad de los grupos anteriormente indicados.

3. Número mínimo de períodos consecutivos que requieran el arranque o el cambio de modo de funcionamiento de la UP:

El algoritmo tendrá que respetar el número mínimo de períodos consecutivos en los que podrá asignar capacidad reactiva cuando supongan el arranque o el cambio a un modo de funcionamiento superior de la unidad provocado por este mercado.

El número mínimo de periodos de esta condición será definido por el OS en base a criterios de eficiencia y podrá ser revisado y modificado. Este valor estará publicado en los sistemas de información del OS.

4. Tiempos de preaviso:

En el momento de realizar las asignaciones de capacidad reactiva adicional, el algoritmo de las sesiones de TR tendrá en cuenta los tiempos de preaviso de las UP térmicas que hayan sido declarados por los participantes en su oferta de restricciones técnicas.

5. Límites de reactiva impuestos previamente:

El algoritmo de asignación respetará las limitaciones de potencia reactiva máxima que haya podido establecer el OS sobre una unidad de programación.

7.6 Comunicación y publicación de resultados de capacidad reactiva adicional

El OS comunicará los resultados del proceso de asignación de ofertas de capacidad reactiva adicional en cada zona a los participantes del mercado de cada unidad de programación una vez finalizado el proceso de asignación.

Todos los intercambios de información serán efectuados a través de los medios y con la estructura definida en las versiones vigentes de los procedimientos establecidos para los intercambios de información del OS con los participantes del mercado.

7.7 Comunicación de desgloses de unidades de programación en unidades físicas de capacidad reactiva adicional

Con un retraso no superior a 30 minutos respecto a la comunicación de las asignaciones de la sesión diaria, los sujetos titulares (o sus representantes) facilitarán al OS la información correspondiente a los desgloses de la capacidad asignada de las unidades de programación por unidad física, al objeto de que esta información pueda ser tenida en cuenta en los análisis de seguridad del sistema y en la validación del servicio. Para las asignaciones de TR, los desgloses deberán ser comunicados con un retraso no superior a siete minutos respecto a la comunicación de las asignaciones.

En caso de no recibirse un desglose válido de una unidad de programación dentro de los límites temporales indicados, el OS procederá a realizar un desglose, bien siguiendo el criterio previamente informado por el participante para dicha UP, bien por defecto sobre las unidades físicas de dicha unidad de programación con el criterio principal de solo desglosar sobre unidades físicas con programa de activa superior a cero en el momento de realizar el desglose.

Se considerará que el desglose de una unidad de programación es incorrecto cuando la suma de los desgloses de las unidades físicas que componen dicha unidad de programación difiera de la capacidad asignada a la unidad de programación, con una tolerancia definida en el Anexo 3 del presente procedimiento. Los desgloses serán actualizables por los participantes en cualquier momento y aplicarán con un retraso máximo de 10 minutos si se realizan dentro del periodo. Los proveedores deben poner a disposición del Sistema Eléctrico la capacidad reactiva adicional asignada y desglosada por unidad física antes del Tiempo de Demora máximo en las asignaciones de TR, establecido en el Anexo 3, tras la publicación de los resultados de sus ofertas asignadas en TR.

7.8 Penalización por incumplimiento de capacidad reactiva adicional

Las asignaciones de capacidad reactiva adicional realizadas en los mercados se considerarán firmes y el OS validará su cumplimiento. Su incumplimiento será objeto de penalización de acuerdo con lo establecido en el apartado 10.

7.9 Limitaciones establecidas por el OS y desasignaciones de capacidad reactiva adicional

El OS podrá introducir limitaciones de potencia reactiva a unidades de programación o unidades físicas en caso de detectar problemas de seguridad en su red. Las limitaciones impuestas previamente a la asignación de capacidad reactiva adicional se tendrán en consideración por el OS durante el proceso de asignación. Cuando las limitaciones se impongan con posterioridad a la asignación de capacidad reactiva adicional, el OS desasignará la capacidad reactiva adicional necesaria para cumplir las limitaciones impuestas a los proveedores afectados por la limitación.

Cuando el OS establezca limitaciones de potencia activa que impliquen limitaciones en la capacidad reactiva adicional previamente asignada a los proveedores, éstos podrán solicitar al OS que les desasigne la capacidad reactiva adicional asignada que no puedan proveer.

Estas desasignaciones se tendrán en cuenta durante el proceso de validación y a efectos de la retribución del servicio.

7.10 Límite máximo de variación de la capacidad reactiva asignada en sesión diaria entre periodos horarios consecutivos

Los proveedores deben limitar las variaciones de su capacidad reactiva asignada que recibe su regulador de tensión entre dos periodos horarios consecutivos acorde al límite indicado en el Anexo 3.

8. PRUEBAS DE HABILITACIÓN PARA LA PRESTACIÓN BASADA EN CONSIGNAS EN TIEMPO REAL (TR)

El proveedor, a través de su CCGD, solicitará al OS la realización de las pruebas de habilitación en el formato y medios establecido por el OS.

El OS validará durante las pruebas el correcto seguimiento de consignas en TR y la capacidad reactiva obligatoria de los proveedores. En ese sentido, enviará al CCGD del proveedor consignas de tensión y de reactiva para validar la modalidad A y la B. Dichas consignas se seguirán a nivel de BC o de PPS dependiendo de si los proveedores solicitan participar individualmente o de manera conjunta. El proveedor debe contar con el suficiente recurso primario

para que el aporte de potencia reactiva durante las pruebas sea suficiente para posibilitar dicha validación.

En caso de proveedores acogidos a la modalidad de autoconsumo sin excedentes, la habilitación se deberá realizar para el conjunto de la instalación de demanda y la instalación de generación asociada.

Las pruebas se articularán en las siguientes fases que pueden ser realizadas mediante el envío escalonado de consignas si fuera necesario para garantizar la estabilidad del sistema eléctrico y del propio proveedor. La transición a la siguiente fase se realizará tras la estabilización del aporte de reactiva del proveedor.

FASE 1:

El OS envía una consigna (c1) que implique una generación de reactiva cercana a la capacidad reactiva obligatoria del proveedor.

FASE 2:

El OS envía una consigna (c2) que implique la saturación del proveedor a su capacidad máxima de generación reactiva siempre que la seguridad del sistema lo permita.

FASE 3:

El OS envía una consigna (c3) que suponga un aporte de reactiva cercano a cero por parte del proveedor.

FASE 4:

El OS envía una consigna (c4) que implique una absorción de reactiva cercana a la capacidad reactiva obligatoria del proveedor.

FASE 5:

El OS envía una consigna (c5) que implique la saturación del proveedor a su capacidad máxima de absorción reactiva siempre que la seguridad del sistema lo permita.

FASE 6:

Se dan por terminadas las pruebas y el OS envía la consigna que más se adecúe al estado actual de la red.

Los proveedores superarán satisfactoriamente las pruebas de habilitación si, durante todas las fases de las pruebas, cumplen:

- La validación del servicio descrita en el apartado 10 considerando la capacidad reactiva obligatoria del proveedor.
- Los tiempos de respuesta, establecimiento y sobrepaso máximos requeridos en el apartado 6.

Los proveedores podrán solicitar la repetición de las pruebas en caso de no superarlas satisfactoriamente.

9. MEDIDAS PARA EL CONTROL DE LA TENSIÓN COORDINADO EN LOS TRANSFORMADORES FRONTERA DE RED DE TRANSPORTE CON RED DE DISTRIBUCIÓN

Las medidas para el control de tensión recogidas en este apartado se aplican a los transformadores frontera de la RdT con la RdD que cumplan con las siguientes condiciones:

- Capacidad para regular tomas en carga,
- Control remoto del regulador de tomas automático-manual y,
- Conexión a una RdD con explotación mallada, es decir, que conecte o pueda conectar al menos dos nudos de la RdT. Quedan excluidos los transformadores RdT/ RdD con una tensión de distribución menor de 36 kV.

Siempre que la tensión de los nudos piloto de la RdT de la misma zona eléctrica⁶ se encuentre entre los valores definidos para situación normal en la siguiente figura y no esté activa ninguna de las medidas para el control de tensión en el punto frontera, el gestor de la RdD podrá mover libremente las tomas de los transformadores frontera.

Cuando la tensión en alguno de los nudos piloto de la RdT de la misma zona eléctrica se encuentre fuera de los valores definidos para situación normal y ya

⁶ A efectos de los apartados 9 y 10.4 del presente procedimiento, entiéndase toda referencia a "zona eléctrica" como toda zona definida para el control de tensión coordinado en el punto frontera de red de transporte con red de distribución.

hayan sido agotados los recursos para el control de tensión disponibles tanto en la RdT como en la RdD, el OS activará las medidas de coordinación o las medidas excepcionales sobre los transformadores frontera de dicha zona eléctrica, de la siguiente forma.

Escenarios de sobretensiones mantenidos al menos durante 15 minutos:

- Medidas de coordinación:

Los GRD procederán a la desactivación de la regulación automática de tensión de los transformadores frontera. Tras ello, moverán tomas de manera manual en aquellos transformadores frontera que inyecten potencia reactiva a la RdT, con el fin de minimizar dicha inyección.

Estas medidas se aplicarán siempre que la tensión en el nivel de distribución sea menor o igual a 1,07 pu y no se comprometan las capacidades técnicas u operativas de las instalaciones conectadas a dicha red.

- Medidas excepcionales:

En caso de que la aplicación de las medidas de coordinación no fuera suficiente para paliar el problema de tensiones en la red y de que el valor de tensión en los nudos piloto de la RdT siguiera aumentando hasta superar el valor umbral que establece la necesidad de activar las medidas excepcionales, los GRD no deberán realizar cambios manuales de tomas de los transformadores frontera.

Estas medidas se podrán aplicar también en aquellos casos en los que la tensión en el nivel de distribución superara un valor de 1,07 pu, siempre que no se comprometan las capacidades técnicas u operativas de las instalaciones y de los clientes conectados a dicha red, ni se incumplan los límites reglamentarios de variación de la tensión establecidos en la legislación vigente para los consumidores finales.

Escenarios de subtensiones mantenidos al menos durante 15 minutos:

- Medidas de coordinación:

Los GRD procederán a la desactivación de la regulación automática de tensión de los transformadores frontera. Tras ello, moverán tomas de manera manual en aquellos transformadores frontera que absorban potencia reactiva a la RdT, con el fin de minimizar dicha absorción.

Estas medidas se aplicarán siempre que la tensión en el nivel de distribución sea mayor o igual a 0,93 pu y no se comprometan las capacidades técnicas u operativas de las instalaciones conectadas a dicha red.

- Medidas excepcionales:

En caso de que la aplicación de las medidas de coordinación no fuera suficiente para paliar el problema de tensiones en la red y de que el valor de tensión en los nudos piloto de la RdT siguiera disminuyendo hasta superar el valor umbral que establece la necesidad de activar las medidas excepcionales, los GRD no deberán realizar cambios manuales de tomas de los transformadores frontera.

Estas medidas se podrán aplicar también en aquellos casos en los que la tensión en el nivel de distribución alcanzara un valor inferior a 0,93 pu, siempre que no se comprometan las capacidades técnicas u operativas de las instalaciones y de los clientes conectados a dicha red, ni se incumplan los límites reglamentarios de variación de la tensión establecidos en la legislación vigente para los consumidores finales.

A medida que los valores de tensión en los nudos piloto de la RdT se aproximen a los valores umbral de situación normal, el OS desactivará progresivamente y en el orden inverso al de activación las medidas excepcionales y de coordinación, evitando en la medida de lo posible volver a la situación previa que requiera a la reactivación de dichas medidas.

Ante situaciones de necesidad de operación, en caso de que las tensiones de los nudos piloto de la RdT correspondientes a la zona eléctrica de un GRD se encuentren dentro del umbral de situación normal, el GRD podrá solicitar al OS la desactivación de las medidas aplicadas en sus transformadores frontera.

10. VALIDACIÓN DEL CUMPLIMIENTO DE LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO

Se considerará que una muestra es inválida cuando alguna de las medidas en TR necesarias para las validaciones no llegue al OS con carácter válido.

10.1 Validación de la prestación bajo el ámbito del apartado 6.1.1

El OS debe realizar una validación horaria en base a la integral horaria de potencia activa y reactiva medida en los contadores del proveedor en BC ($\int P$ y $\int Q$). Dicha validación se realizará haciendo uso de los valores registrados

en los equipos de medida contador-registrador del proveedor, de acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 1110/2007, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de Puntos de Medida del Sistema Eléctrico. Se calculará con tres cifras decimales y el redondeo se hará por defecto o por exceso, según que la cuarta cifra decimal sea o no menor de cinco.

$\int Q$ debe cumplir la siguiente desigualdad vinculada a su rango de factor de potencia obligatorio, o en su caso, al que establezca el OS acorde a periodo horario [fdp1, fdp2]:

$$Q_{requerida\ 1} < \int Q < Q_{requerida\ 2}$$

Siendo:

$$Q_{requerida\ 1} = \frac{\sqrt{1 - fdp1^2}}{fdp1} \cdot \int P$$

$$Q_{requerida\ 2} = \frac{\sqrt{1 - fdp2^2}}{fdp2} \cdot \int P$$

En caso de incumplimiento, la energía reactiva horaria penalizable se calcula como el desvío entre $\int Q$ y $Q_{requerida\ 1}$ o $Q_{requerida\ 2}$ según aplique, siempre limitada por la capacidad reactiva exigida en la Orden TED 749/2020 para las instalaciones bajo su ámbito.

10.2 Validación de la prestación básica bajo el ámbito del apartado 6.1.2

El OS debe realizar una validación con periodicidad horaria de cómputo mensual a mes vencido a los proveedores conectados a la RdT. El OS realizará un muestreo de las telemidas en BC de tensión (U), potencia activa (P) y potencia reactiva (Q) y de la consigna de tensión descrita en el Anexo 1 (U_c).

Para cada hora se establecen los siguientes estados asociados a cada proveedor del servicio:

- **Estado S1**, al menos el 75% de las muestras analizadas cumplen el servicio.
- **Estado S2**, resto de casos.

Se presentan a continuación los cálculos de incumplimiento y de contadores de penalización para cada muestra. La capacidad reactiva obligatoria ($Q_{obligatoria}$) tienen el mismo sentido absorción / generación que la Q. En el Anexo 2 se especifica la definición y valores por defecto de los parámetros utilizados. Una muestra es válida si se cumplen las siguientes inecuaciones:

Si: $|U_c - U| < \varepsilon_V$ Válida siempre

Si: $(U_c - U) \geq \varepsilon_V$:

Válida si: $Q \geq Q_{obligatoria} - \varepsilon_Q$

En caso contrario: $Q_{PEN_GEN\ i} = |Q_{obligatoria} - Q|$

Si: $(U_c - U) \leq -\varepsilon_V$:

Válida si: $Q \leq Q_{obligatoria} + \varepsilon_Q$

En caso contrario: $Q_{PEN_ABS\ i} = |Q_{obligatoria} - Q|$

La información de las penalizaciones será publicada para cada proveedor a través del sistema de información del OS en cada periodo analizado.

Se publicará un valor de penalización de reactiva inductiva ($Q_{PEN_ABS\ p}$) y otro valor de penalización de reactiva capacitiva ($Q_{PEN_GEN\ p}$). Para los proveedores en estado S1, estos valores de penalización serán nulos.

$$Q_{PEN_ABS\ p} = \frac{\sum Q_{PEN_ABS\ i}}{n}$$

$$Q_{PEN_GEN\ p} = \frac{\sum Q_{PEN_GEN\ i}}{n}$$

Siendo:

i: cada muestra no válida

n: número total de muestras de absorción y generación de Q analizadas en la hora

p: el proveedor evaluado

10.3 Validación de la prestación basada en consignas en tiempo real

El OS deberá realizar un muestreo de las telemedidas de tensión (U), potencia activa (P) y potencia reactiva (Q) y de la consigna en BC o PPS dependiendo de la modalidad de participación.

Para cada hora se establecen los siguientes estados asociados a cada proveedor del servicio:

- **Estado S1**, al menos el 75% de las muestras analizadas cumplen el servicio.
- **Estado S2**, resto de casos.

El cálculo de cumplimiento para cada muestra se describe a continuación para cada modalidad. En el Anexo 2 se especifica la definición y valores por defecto de los parámetros y la definición de todas las variables utilizadas en la validación.

Una muestra es válida si se cumplen las siguientes inecuaciones:

Si: $Q_{requerida} = 0$:

$$|Q| < \varepsilon_Q$$

Si: $Q_{requerida} > 0$:

$$Q_{requerida} + \varepsilon_Q \geq Q \geq Q_{requerida} - \varepsilon_Q$$

Si: $Q_{requerida} < 0$

$$Q_{requerida} - \varepsilon_Q \leq Q \leq Q_{requerida} + \varepsilon_Q$$

Los contadores de energía reactiva retribuable bajo la prestación basada en consignas en TR se calcularán como se indica a continuación. Para los proveedores en estado S2, estos valores de retribución serán nulos.

$$Q_{RET_GEN_OBL\ p} = \frac{\sum Q_{RET_GEN_OBL\ i}}{n}$$

$$Q_{RET_ABS_OBL\ p} = \frac{\sum Q_{RET_ABS_OBL\ i}}{n}$$

Siendo:

i: cada muestra válida

n: número total de muestras analizadas en la hora

p: el proveedor evaluado

$Q_{RET_XXX_OBL\ i}$: telemedida de potencia reactiva generada o absorbida por el proveedor. Su valor será como máximo el

requerimiento de potencia reactiva que le imponga su consigna en TR. En caso de que el proveedor tenga asignada capacidad reactiva adicional, su valor estará limitado a su capacidad reactiva obligatoria.

Se presentan a continuación los cálculos de los contadores de penalización en caso de que la muestra sea inválida bajo las siguientes hipótesis:

- La capacidad reactiva obligatoria ($Q_{obligatoria}$) y la capacidad reactiva asignada ($Q_{adicional}$) tienen el mismo sentido absorción / generación que la $Q_{requerida}$.
- Si la participación se realiza en PPS, las variables $Q_{adicional}$, $Q_{obligatoria}$ representan el sumatorio de las capacidades de todos los proveedores adscritos a dicho PPS.

Si: $Q_{requerida} = 0$

Si: $Q > 0$

$$Q_{PEN_GEN\ i} = |Q|$$

Si: $Q < 0$

$$Q_{PEN_ABS\ i} = |Q|$$

Si: $Q_{requerida} > 0$

Si: $Q_{requerida} < (Q_{adicional} + Q_{obligatoria})$

$$Q_{PEN_GEN\ i} = |Q_{requerida} - Q|$$

Si: $Q_{requerida} \geq (Q_{adicional} + Q_{obligatoria})$

Si: $Q < (Q_{adicional} + Q_{obligatoria})$

$$Q_{PEN_GEN\ i} = |(Q_{adicional} + Q_{obligatoria}) - Q|$$

Si: $Q > Q_{requerida}$

$$Q_{PEN_GEN\ i} = |Q - Q_{requerida}|$$

Si: $Q_{requerida} < 0$

Si: $Q_{requerida} > (Q_{adicional} + Q_{obligatoria})$

$$Q_{PEN_ABS\ i} = |Q_{requerida} - Q|$$

$$\text{Si: } Q_{requerida} \leq (Q_{adicional} + Q_{obligatoria})$$

$$\text{Si: } Q > (Q_{adicional} + Q_{obligatoria})$$

$$Q_{PEN_ABS\ i} = |(Q_{adicional} + Q_{obligatoria}) - Q|$$

$$\text{Si: } Q < Q_{requerida}$$

$$Q_{PEN_ABS\ i} = |Q_{requerida} - Q|$$

La información de las penalizaciones será publicada para cada proveedor (BC) o conjunto de proveedores (PPS) a través del sistema de información del OS en cada periodo analizado.

Se publicarán cuatro valores con la penalización desglosada según se incumpla la capacidad reactiva obligatoria o adicional y el sentido sea a absorber o a generar reactiva. Para los proveedores en estado S1, estos valores de penalización serán nulos.

$$Q_{PEN_ABS_OBL\ p} = \frac{\sum Q_{PEN_ABS_OBL\ i}}{n}$$

$$Q_{PEN_ABS_ADC\ p} = \frac{\sum Q_{PEN_ABS_ADC\ i}}{n}$$

$$Q_{PEN_GEN_OBL\ p} = \frac{\sum Q_{PEN_GEN_OBL\ i}}{n}$$

$$Q_{PEN_GEN_ADC\ p} = \frac{\sum Q_{PEN_GEN_ADC\ i}}{n}$$

Siendo:

i: cada muestra no válida

n: número total de muestras de absorción y generación de Q analizadas en la hora

p: el proveedor evaluado

10.4 Supervisión del cumplimiento del control de tensión coordinado en los transformadores frontera de red de transporte con red de distribución

El OS supervisará el cumplimiento de las instrucciones emitidas en relación con la activación y desactivación de las medidas para el control de la tensión coordinado en el punto frontera de la RdT con la RdD y emitirá un informe trimestral que recogerá los siguientes aspectos tras la activación de las medidas de coordinación o de las medidas excepcionales:

1. Resumen de las medidas previas adoptadas por el OS.
2. Cumplimiento de las instrucciones emitidas a los GRD.
3. Resto de actuaciones realizadas por el OS (sobre sus instalaciones o instrucciones a terceros distintos de los GRD).

Dicho informe recogerá los datos por zona eléctrica y distribuidor, pudiendo incluir, además, nuevas propuestas de medidas a adoptar para incrementar su efectividad.

10.5 Supervisión de la compensación del aporte de reactiva de las instalaciones de conexión

El OS deberá supervisar que la capacidad reactiva de los proveedores conectados a un mismo PCR de la RdT sea suficiente para compensar el aporte de potencia reactiva, ya sea consumida o generada, de las instalaciones de conexión existentes entre el PCR y sus BC. Adicionalmente, cuando alguno de los proveedores conectados a un mismo PCR esté bajo el ámbito de la Orden TED/749/2020, el OS deberá supervisar que la capacidad reactiva que exige dicha normativa se encuentre disponible en PCR.

Cuando el OS detecte que el acumulado de energía reactiva mensual consumida o generada, en contra de las necesidades del sistema, por las instalaciones de conexión existentes entre un PCR y las BC de los proveedores conectadas a las mismas, sea mayor a 1000 Mvarh, comunicará al centro de control delegado de la instalación de enlace, la necesidad de establecer los medios necesarios para una compensación adicional ya sea ampliando la capacidad reactiva de los proveedores o mediante la instalación de equipos de control de tensión, tales como reactancias, condensadores o STATCOMs, en las instalaciones de conexión. Los proveedores dispondrán de un periodo de adaptación de 2 años tras la primera comunicación enviada por el OS.

Transcurrido dicho periodo de adaptación, estarán sujetos a las penalizaciones por incumplimiento de su capacidad reactiva obligatoria conforme se desarrolla en el apartado correspondiente del P.O. 14.4, de forma proporcional a la energía reactiva horaria consumida o generada por las instalaciones de conexión

existentes entre un PCR y las BC de los proveedores conectadas a las mismas en contra de las necesidades del sistema. La penalización será desglosada de forma proporcional a la potencia máxima de los proveedores.

11. LIQUIDACIÓN DE LA PROVISIÓN DEL SERVICIO

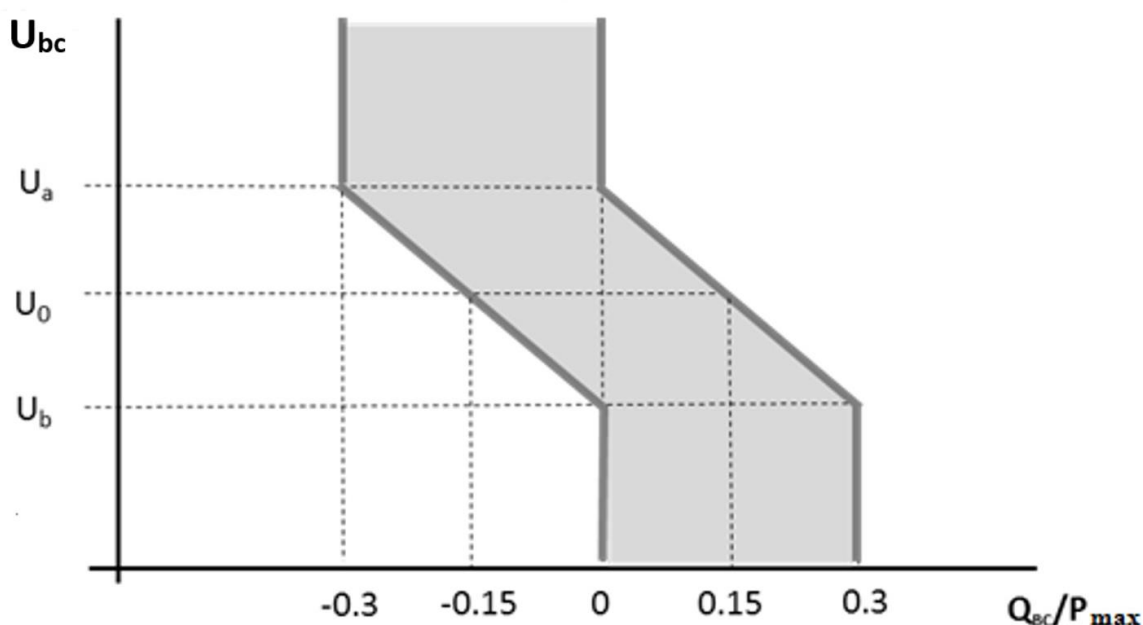
La prestación básica de control de tensión no lleva asociado un derecho de cobro, sin embargo, su incumplimiento conlleva una obligación de pago. La prestación obligatoria basada en consignas en TR y la capacidad reactiva adicional asignada llevan asociados unos derechos de cobro y su incumplimiento conlleva una obligación de pago, verificándose el cumplimiento de los arranques considerados en la asignación de capacidad reactiva adicional. Adicionalmente, las desasignaciones de capacidad reactiva adicional supondrán una obligación de pago. Estos conceptos se liquidarán conforme a lo establecido en el PO 14.4 por el que se establecen los derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema.

La liquidación del coste del servicio de control de tensión será realizada por el OS conforme a lo establecido en el procedimiento de operación 14.4. El precio aplicable al derecho de cobro asociado a la energía reactiva obligatoria será 1 €/Mvarh. Este mismo valor será aplicado al incumplimiento de la prestación básica del servicio, así como al incumplimiento de la compensación reactiva de las instalaciones de conexión.

ANEXO 1

Consignas por defecto a considerar en la prestación básica del servicio para los proveedores bajo el ámbito del apartado 6.1.2

La siguiente figura define la capacidad reactiva obligatoria en BC (Q_{bc}) en función de la tensión medida en BC (U_{bc}) y la potencia máxima (P_{max}) para todo el rango de variación de potencia activa comprendido entre su mínimo técnico y dicha P_{max} . La capacidad reactiva obligatoria de un proveedor será nula siempre que se encuentre operando por debajo de su mínimo técnico.



Definiéndose los valores de U_a , U_0 y U_b en función de la red a la que se encuentre conectada la instalación:

	Red de 400 kV	Red de 220 kV	Redes de Distribución
U_a	1.05 pu (420 kV)	1.068 pu (235 kV)	1.05 pu
U_0	1 pu (400 kV)	1 pu (220 kV)	1 pu
U_b	0.95 pu (380 kV)	0.932 pu (205 kV)	0.95 pu

La disponibilidad de la capacidad reactiva obligatoria, resaltada en gris en la figura anterior, es imprescindible en situaciones extremas de subtensión o sobretensión para garantizar la seguridad del sistema. Por ello, dicha capacidad se requiere para tensiones superiores a U_a e inferiores a U_b siempre que el proveedor permanezca conectado a la red.

Los proveedores conectados a la RdT, deberán modificar su generación y absorción de potencia reactiva dentro de la capacidad reactiva obligatoria indicada anteriormente de forma que mantengan U_{bc} dentro los siguientes rangos por defecto:

- Red de 400 kV: 400-405 kV. Siendo el valor considerado para la validación del apartado 10.2 $U_c = 402,5 \text{ kV}$.
- Red de 220 kV: 220-225 kV Siendo el valor considerado para la validación del apartado 10.2 $U_c = 222,5 \text{ kV}$.
- Los GRD podrán publicar los rangos de tensión por defecto para los proveedores bajo el ámbito del apartado 6.1.2 conectados a su red.

Tanto el OS como los GRD podrán actualizar los valores por defecto del presente anexo siempre que la operación de su red así lo requiera. Los proveedores deberán cumplir los nuevos valores por defecto en un periodo máximo de diez días hábiles tras su publicación.

ANEXO 2

Parámetros y variables considerados en la validación del servicio

En este anexo se definen las variables y los valores por defecto de los parámetros utilizados para la validación del servicio. El OS podrá publicar actualizaciones de estos valores, a través de la Web privada de eSIOS, en función de la evolución del sistema eléctrico para garantizar su seguridad, disponiendo los CCGD y los proveedores de un plazo máximo de dos meses para implementar dichas actualizaciones.

Variables

U_{base} [kV]: la tensión nominal en BC/PPS

Q_{max} [Mvar] = 30% P_{max} (participación individual) o $30\% \sum P_{max}$ (participación conjunta), conforme a la definición de P_{max} recogida en el Anexo 1.

Q [MW]: telemedida de potencia reactiva en BC/PPS

P [MW]: telemedida de potencia activa en BC/PPS

En la modalidad A:

$$\Delta U = U_{consigna \text{ en BC/PPS}} - U_{medida \text{ en BC/PPS}}$$

$$\text{Si } |\Delta U| < \text{dB: } Q_{requerida} = 0$$

$$\text{Si } \Delta U > \text{dB: } Q_{requerida} = \frac{\Delta U - \text{dB}}{U_{base}} \cdot K \cdot Q_{max}$$

$$\text{Si } \Delta U < -\text{dB: } Q_{requerida} = \frac{\Delta U + \text{dB}}{U_{base}} \cdot K \cdot Q_{max}$$

PARAMETROS	DESCRIPCIÓN	VALOR
Muestreo	Nº muestras analizadas en cada periodo	12
dB	Banda muerta mod. A	0 kV
K	Ganancia mod. A	30
ε_Q	Tolerancia de reactiva	5% Q_{max} con un valor mínimo de 0,25 Mvar y máximo de 5 Mvar)
ε_V	Tolerancia de tensión	2,5 kV

ANEXO 3

Principales características de los mercados zonales de capacidad reactiva adicional

En la siguiente tabla se recogen las principales características de los mercados de capacidad reactiva adicional:

Parámetro/concepto	Descripción
Potencia instalada/contratada mínima	5 MW
Esquema de contratación	Mercado. La participación es potestativa.
Realización de asignaciones	<p>En el día D-1: para cada mercado y para cada período, una asignación de capacidad de generar reactiva o de absorber reactiva.</p> <p>En TR: únicamente para el mercado zonal, períodos y sentido indicado por el OS.</p>
Oferta técnica mínima de capacidad	1 Mvar.
Resolución del precio	0,01 EUR/Mvar.
Remuneración	Al precio de oferta más los términos específicos.
Tipos de ofertas admitidas	Simple divisibles.
Resolución del período	<p>Diario: 1 hora.</p> <p>TR: 1 minuto en el período en curso y 1 hora los siguientes períodos.</p>
Monitorización	TR
Tiempo mínimo de antelación respecto al minuto de inicio del requerimiento de la sesión en TR	12 minutos.
Tiempo de demora máximo en las asignaciones de TR	10 minutos.
Número máximo de bloques por oferta	10.
Tolerancia desglose incorrecto	$\pm 0,1$ Mvar.
Coeficiente de penalización k_{pen}	1,2.
Límite máximo de variación de capacidad reactiva asignada	25 Mvar/min