

III. OTRAS DISPOSICIONES

COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA

15127 *Resolución de 30 de junio de 2026, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se modifican los procedimientos de operación eléctricos 7.4 y 14.4 para fomentar la prestación dinámica del servicio de control de tensión.*

De acuerdo con las funciones establecidas en el artículo 7.1.c de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC, la Sala de la Supervisión Regulatoria, en su sesión de 25 de junio de 2026, resuelve:

Contenido.

- I. Antecedentes de hecho.
- II. Fundamentos de Derecho.

Primero. Habilitación competencial.
Segundo. Síntesis de los cambios propuestos.
Tercero. Consideraciones.

Tercero.1. Sobre el establecimiento de una nueva modalidad de prestación del servicio de consigna fija.

Tercero.2. Sobre la modificación de los precios a considerar en la retribución del servicio de control de tensión.

Tercero.3. Sobre los requerimientos dinámicos en el servicio básico y de tiempo real y las posibles mejoras de los métodos de validación del cumplimiento de los servicios.

Tercero.4. Sobre la financiación del coste del servicio.

Tercero.5. Sobre la publicidad de las necesidades del servicio.

Tercero.6. Sobre los plazos de implementación de las modificaciones que aprueba esta resolución.

III. Resuelve.

Anejo 1. PO7.4 Servicio de control de tensión.

P.O.7.4 Servicio de control de tensión.

Anejo 2. Modificación del P.O. 14.4 Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema.

I. Antecedentes de hecho

Primero.

La CNMC aprobó mediante Resolución de 12 de junio de 2025, la modificación de una serie de procedimientos de operación para el desarrollo de un servicio de control de tensión en el sistema eléctrico peninsular español. El objetivo de esta modificación fue adaptar los requisitos técnicos y operativos del servicio a la creciente penetración de generación renovable, en particular de tecnología basada en electrónica de potencia, y a las necesidades del sistema eléctrico derivadas de la transición energética.

Segundo.

A solicitud del Operador del Sistema, justificada en los riesgos para la seguridad del suministro expuestos por el mismo en dicha solicitud, y previa tramitación urgente de la propuesta de modificación a través del Consejo Consultivo de Electricidad e información pública, la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC aprobó la Resolución de 20 de octubre de 2025, por la que se modifican temporalmente los procedimientos de operación 3.1, 3.2 y 7.2 para la introducción de medidas urgentes para la estabilización de la tensión en el sistema eléctrico peninsular español.

Previa solicitud del operador del sistema, la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC acordó sucesivas prórrogas de estas medidas el 18 de noviembre, el 1 de diciembre, el 18 de diciembre y el 29 de diciembre de 2025. La aplicación de estas medidas temporales finalizó definitivamente el 19 de enero de 2026, fecha en la que fue aprobada la Resolución de 19 de enero de 2026, por la que se modifican los procedimientos de operación eléctricos 3.1, 3.2 y 7.2 para facilitar la estabilización de la tensión en el sistema eléctrico peninsular español. Esta resolución implicó la continuación de la aplicación de estas medidas, incorporando ciertos ajustes sobre las aprobadas mediante la Resolución de 20 de octubre de 2025, derivadas de la experiencia y el debate con los sujetos afectados.

En la mencionada resolución de 2026, se hacía referencia a los análisis abordados en los grupos de trabajo. En concreto se indicaba lo siguiente:

«A lo largo de las reuniones mantenidas dentro del plan de trabajo previsto en la Resolución aprobada por la CNMC el 20 de octubre de 2025, en la que se modificaron temporalmente varios procedimientos de operación del sistema eléctrico, se han ido debatiendo las diversas alternativas indicadas en los apartados anteriores y se han ido descartando por la imposibilidad de implantarlas en el corto plazo. También se ha debatido sobre la adecuación del vigente PO 7.4 al contexto actual de variaciones bruscas de tensión, lo que ha permitido abordar en una primera fase, una ampliación de los rangos de tensión admisibles en la prestación básica. [...]

En particular, es fundamental seguir profundizando sobre el impacto en la mejora de la evolución de la variabilidad de las tensiones de la implantación de la modalidad de seguimiento de consignas del PO 7.4, que, de acuerdo con lo previsto por la resolución que aprobó ese PO 7.4, se pondrá en marcha en los próximos meses. Adicionalmente, para que este impacto pueda ser relevante y medible, es importante que el número de instalaciones que se habiliten en esta modalidad sea lo suficientemente significativa. En particular, es especialmente necesario que el número de instalaciones renovables habilitadas sea relevante ya que éstas pasarían de dar un control basado en factor de potencia a un control dinámico de tensión. A este respecto, cabe señalar que, de acuerdo con los datos aportados por el operador del sistema a la fecha de elaboración de esta resolución, 334 instalaciones habrían solicitado la habilitación para proporcionar el servicio en esta modalidad, habiéndose realizado pruebas para 77 de estas, y habiéndolas superado 35. El ritmo de realización de pruebas se ha incrementado significativamente en estas últimas semanas –apoyado por las ventajas de rampas y prioridad de despacho que conlleva esta modalidad, por el impulso del proceso por parte del operador del sistema y asociaciones renovables y del seguimiento realizado por la CNMC–, si bien, se considera necesario en el contexto actual poder contar cuanto antes con la totalidad de estos recursos.

Por ello, las modificaciones que ahora se aprueban podrán ser ajustadas en los próximos meses, en tanto que, por una parte, se desarrollen otras soluciones de medio plazo que puedan contribuir a la reducción de las variaciones bruscas de tensión, con un menor impacto en los mercados y, por otra, se conozca el resultado de la implantación completa del PO 7.4.»

Asimismo, en la mencionada resolución se señalaba la conveniencia de llevar a cabo un plan de actuación con el fin de asegurar un correcto avance de los trabajos que permitan mejorar la estabilidad del sistema y en concreto, entre otros:

«– Continuar con los trabajos iniciados por el operador del sistema de valoración de la correcta adecuación del diseño del PO 7.4 al contexto actual de variaciones bruscas de tensión.

– Valorar en el contexto actual tanto de necesidades del sistema como de precios de la electricidad en el mercado mayorista, la adecuación de los incentivos previstos en el PO 7.4 para la modalidad de seguimiento de consignas y el impacto de una posible revisión, en particular, del carácter voluntario de participar en esta modalidad de seguimiento de consignas.

– Realizar de manera coordinada con las actuaciones anteriores las propuestas previstas en el artículo 4 del Real Decreto 997/2025, de 5 de noviembre, por el que se aprueban medidas urgentes para el refuerzo del sistema eléctrico.»

Tercero.

Con ese objetivo, el 12 de febrero de 2026 se consideró necesario en el marco del lanzamiento de este plan de actuación la creación de 3 grupos de trabajo: Grupo sobre el servicio de control de tensión de corto plazo, Grupo medidas para el control de tensión en redes de transporte y distribución de medio plazo y Grupo técnico de análisis de red de largo plazo. Asimismo, se consideró prioritario abordar el primero de estos grupos con el objetivo principal de aumentar el número de proveedores que pudieran proporcionar una prestación más dinámica del control de tensión.

En el marco de este grupo de trabajo de control de tensión liderado por la CNMC, se han mantenido 8 reuniones con los principales representantes de las distintas tecnologías de generación eléctrica y el operador del sistema. Asimismo, los generadores y el operador del sistema han mantenido diversas reuniones para tratar de temas específicos de carácter más técnico.

En este grupo de trabajo se han ido abordando cuestiones que han dado lugar a diversas comunicaciones por parte del OS a los sujetos⁽¹⁾. En particular:

– El 20 de marzo de 2026 el OS anunció el lanzamiento de una nueva modalidad voluntaria de control de tensión para el RECORE: prestación basada en consigna fija, formalmente encajada dentro de la prestación básica en forma de factor de potencia. El debate en el seno del grupo de trabajo ha puesto de manifiesto que en el sistema hay muchas instalaciones preparadas para aportar un control de tensión con consigna fija (que se puede cambiar con un largo tiempo de preaviso), ya sea control de U o Q, pero que actualmente no están preparadas para poder conectarse al sistema de control de tensión mediante la recepción de consignas cambiantes en tiempo real que fija el nuevo PO.7.4 como modalidad voluntaria del servicio de control de tensión. Esta modalidad de prestación basada en consigna fija facilita un mejor aprovechamiento de los recursos de control de tensión que no están preparados para el seguimiento de consignas variables en tiempo real.

⁽¹⁾ <https://www.esios.ree.es/es/web-esios-informa>.

– El 16 de marzo de 2026 el OS lanzó una comunicación sobre la actualización de la tolerancia de la potencia reactiva definida en el anexo II del PO7.4. Esta actualización conlleva la no aplicación de penalizaciones cuando la instalación no esté produciendo, en ausencia de recurso primario, en tanto que la reactiva inyectada o absorbida sea nula o a favor del sistema de acuerdo a la consigna recibida. Con esta modificación, se incentiva la adhesión al servicio de seguimiento de consignas en tiempo real.

En el grupo de trabajo se ha puesto de manifiesto que la retribución prevista en el vigente P.O.7.4 pudiera no cubrir la totalidad de los costes de las instalaciones RECORE, en particular cuando tienen que prestar el servicio en los momentos en los que no hay

recurso primario. En estos casos deben consumir de la red para poder proporcionar la reactiva requerida incurriendo en el coste de la compra de energía y el pago de los peajes y cargos. La ausencia de una retribución suficiente en estas situaciones supone un desincentivo para proporcionar la reactiva requerida en las horas en las que no hay recurso disponible para producir. Mediante la misma comunicación del 16 de marzo de 2026, el OS informó de la paralización del plazo de dos años contemplado en el proceso establecido en el artículo 10.5 del PO7.4, relativo a la penalización por incumplimiento de la obligación de compensación de reactiva en redes mancomunadas, hasta que se haya realizado un análisis sobre una posible revisión del reparto de la penalización asociada a dicha compensación.

– El 15 de abril de 2026 el OS comunicó una nueva modificación de la validación del servicio que surtirá efecto el 16 de junio de 2026: se amplía la tolerancia de potencia reactiva a la hora de valorar el cumplimiento del servicio hasta el 15% cuando se proporciona en el sentido correcto. La modificación se materializa a través de una nueva actualización del valor del parámetro de tolerancia de la potencia reactiva (ϵQ) definido en el anexo II de dicho procedimiento de operación.

Adicionalmente, en el ámbito del grupo de trabajo, los sujetos proveedores de control de tensión han identificado varias adaptaciones adicionales que podrían mejorar el desempeño del servicio de control de tensión e incentivar una mayor disponibilidad de recursos en modalidad de seguimiento de consignas. No obstante, su implementación requiere cambios en el P.O.7.4. La adaptación más urgente sería mejorar el incentivo económico asociado a la prestación en seguimiento de consignas, con el fin de acelerar el paso de las instalaciones RECORE actualmente en el factor de potencia a una prestación dinámica del control de tensión.

Cuarto.

El alcance de estos trabajos está estrechamente relacionado con el mandato al operador del sistema incluido en el Real Decreto 997/2025, para presentar a la CNMC y al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD) los resultados de un proceso de análisis y revisión, que pueda concluir con una propuesta de modificaciones normativas, sobre determinados aspectos de la operación del sistema. En particular, con fecha 6 de febrero de 2026 tuvo entrada en la CNMC, entre otros, una propuesta del operador del sistema para la revisión de la regulación de control de tensión (Real Decreto 413/2014, PO7.4 y nuevo PO SENP 7.4), con el objeto de implementar mejoras en el diseño y el proceso de validación del servicio en todos sus ámbitos.

Quinto.

Al objeto de agilizar el proceso, la CNMC ha optado por lanzar de oficio una propuesta de modificación de procedimientos que permita avanzar en aquellas mejoras cuyo diseño se ha analizado en profundidad en el seno del grupo de trabajo. En especial aquellas que faciliten la incorporación de tecnologías renovables al seguimiento de consignas de tensión o potencia reactiva.

Con fecha 8 de mayo de 2026, y de acuerdo con la disposición transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, se dio trámite de audiencia, enviando al Consejo Consultivo de Electricidad la «Propuesta de resolución por la que se modifican los procedimientos de operación eléctricos PO7.4 y PO14.4 para fomentar la prestación dinámica del servicio de control de tensión». Asimismo, en esa misma fecha, en cumplimiento del trámite de información pública, se publicó en la página web de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia la citada propuesta de resolución para que los sujetos formularan sus alegaciones en el plazo de diez días hábiles. Se han recibido comentarios de un total de 20 sujetos entre agentes de mercado y asociaciones.

La reducción del periodo de audiencia a diez días hábiles viene justificada por la conveniencia de impulsar de manera rápida la provisión de nuevos recursos para la

prestación de un servicio de control de tensión más dinámico y ajustado a las necesidades del sistema a la mayor brevedad.

Sexto.

Con fecha 8 de mayo de 2026, se remitió la propuesta de resolución a la Dirección General de Política Energética y Minas para que aportara sus comentarios al respecto.

II. Fundamentos de Derecho

Primero. *Habilitación competencial.*

El artículo 7.1, párrafo final, de la Ley 3/2013, de 4 de junio, habilita a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia para dictar actos de ejecución y aplicación de las circulares, que habrán de publicarse en el BOE.

El artículo 7.1 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, en su párrafo c), habilita a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia para establecer las metodologías relativas a la prestación de servicios de balance y de no frecuencia del sistema eléctrico.

La Circular 3/2019, de 20 de noviembre, en su artículo 5, establece que el operador de sistema deberá elaborar las propuestas necesarias para el desarrollo de la regulación europea, y presentar las propuestas necesarias para asegurar el buen funcionamiento del mercado mayorista de electricidad.

Por su parte, el artículo 23 de la citada Circular 3/2019 establece el procedimiento de aprobación por parte de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia de las metodologías, condiciones, reglas de funcionamiento de los mercados y procedimientos de operación y proyectos de demostración.

Segundo. *Síntesis de los cambios propuestos.*

Esta propuesta de modificación del PO 7.4 y del PO14.4 tiene como objeto principal la revisión de la retribución asociada al servicio de control de tensión en modalidad de seguimiento de consignas, así como la incorporación al procedimiento de una nueva modalidad de consigna fija. El objetivo de la adopción de estos aspectos abordados en el grupo de trabajo de control de tensión indicado anteriormente es incentivar la habilitación para la prestación del servicio de control de tensión en modalidad de seguimiento de consignas, permitiendo así un mejor aprovechamiento de los recursos del sistema.

La revisión de procedimientos objeto de esta resolución podría considerarse una segunda fase de adaptación del servicio de control de tensión desde la aprobación por la CNMC del vigente PO7.4 en junio de 2025. La primera fase habría sido la introducción por el OS de las adaptaciones descritas en el apartado tercero de los Antecedentes de Hecho, aprovechando la flexibilidad que permite el PO7.4 al facultar a dicho operador para revisar los parámetros recogidos en sus anexos.

Tras la aprobación de la presente resolución, está previsto seguir avanzando en una tercera fase con una revisión más amplia del marco normativo del PO7.4, en la que se abordarán otras modificaciones adicionales, tanto derivadas del grupo de trabajo como de la propuesta del OS en el ámbito del Real Decreto 997/2025. Las cuestiones que se dejan para esa tercera fase son aquellas que no están actualmente lo suficientemente maduras o presentan un carácter técnico tal que aconseja un debate previo entre el OS y los sujetos interesados a través de la preceptiva consulta pública del trámite ordinario o, alternativamente, el diseño y desarrollo de un proyecto piloto demostrativo.

Adicionalmente a los aspectos que el OS considere oportuno incluir en dicho proceso, se podrán abordar modificaciones para dotar el PO7.4 de mayor flexibilidad ante cambios de necesidades del sistema. Esta flexibilidad podría consistir en trasladar a los anexos y/o notas técnicas el contenido de carácter más técnico, permitiendo una adaptación ágil de los parámetros, lo que ha resultado muy útil en los últimos meses. Adicionalmente, se podrán revisar los parámetros aplicables al servicio a tenor de la

experiencia adquirida: tiempo de respuesta, fórmula de validación de la prestación del servicio, etc.

Por último, resulta necesario encontrar soluciones para mejorar la operativa de las infraestructuras de evacuación compartidas (redes mancomunadas), así como diseñar herramientas que permitan aprovechar los recursos de control de tensión en las redes de distribución. A tal fin, la CNMC seguirá promoviendo el trabajo conjunto de los sujetos relevantes.

Las principales modificaciones que introduce esta resolución en los procedimientos de operación 7.4 y 14.4 pueden sintetizarse en lo siguiente:

- Se introduce en el apartado 6.1.1 (Prestación básica para instalaciones de producción bajo el ámbito del Real Decreto 413/2014 y de almacenamiento basadas en electrónica de potencia) una nueva modalidad de prestación básica del servicio con consigna fija de tensión o de reactiva.

- Se incorpora en el apartado 6.2 (Prestación basada en consignas en tiempo real) el requerimiento de respuesta en rampa ante variaciones de consigna que viene actualmente recogido en la Especificación técnica del servicio de Control de Tensión publicada en la página web del operador del sistema.

Esta modificación del PO7.4 no implica un cambio efectivo en las actuales condiciones de prestación del servicio, dado que ya resulta de aplicación y no tiene impacto a los efectos de validación del servicio. Se incorpora en el PO7.4 por considerar que, dada la relevancia del requisito, debe quedar recogido en la regulación del servicio.

- Se añade en el apartado 6.2.2 (Participación conjunta en PPS) la posibilidad de participación de los proveedores con potencia instalada inferior a 5 MW.

- Se ajustan en el apartado 9 (Medidas para el control de la tensión coordinado en los transformadores frontera de red de transporte con red de distribución) los umbrales de tensión que delimitan la aplicación de medidas de coordinación o excepcionales.

- Se modifican en el apartado 11 (Liquidación de la provisión del servicio) los precios aplicables a los derechos de cobro y a las obligaciones de pago.

- Se aclara en el 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 capacidad requerida y consigna aplicable para instalaciones conectadas a redes de conexión por debajo de 220 kV.

- Se ajusta en el mismo anexo 1 anterior la redacción del proceso de adaptación de las capacidades máximas de instalaciones con puesta en marcha previa al 18 de marzo de 2000, para adaptarlo a la modificación del procedimiento tras el vencimiento del plazo de solicitud inicialmente previsto, y considerando que sigue en curso la valoración de algunas solicitudes.

- Por último, también en el anexo 1, se adaptan las tensiones de consigna por defecto aplicables a la prestación básica en función de la red de conexión, para reflejar los valores vigentes, tras haber sido actualizados por el OS.

- Se modifica el anexo 2 (Parámetros y variables considerados en la validación del servicio) para que reflejen los valores vigentes, tras haber sido actualizados por el OS, a través de la Web privada de eSIOS, según prevé el propio anexo 2 del PO7.4.

Tercero. *Consideraciones.*

Tercero.1. *Sobre el establecimiento de una nueva modalidad de prestación del servicio de consigna fija.*

Con objeto de fomentar la transición de las instalaciones basadas en electrónica de potencia desde la modalidad de control de tensión con factor de potencia a seguimiento de una consigna, el OS habilitó en marzo de 2026 la posibilidad de abrir el factor de potencia a aquellas instalaciones que se comprometan a seguir una consigna fija de tensión o reactiva, sin necesidad de implementar un sistema de recepción de consignas en tiempo real. Esta modalidad no incluye retribución, y a la vez elimina cualquier tipo de

penalización, lo que supone un incentivo para las instalaciones a moverse a este tipo de prestación.

A este respecto, para facilitar que puedan lanzarse nuevas opciones adaptadas a las capacidades de las instalaciones, se ha incorporado un párrafo en el apartado 6.1.1 del PO7.4 que habilita bajo el PO7.4 posibilidades como la lanzada en marzo como un acuerdo de condiciones particulares entre el OS y los proveedores del servicio, cuyas condiciones y vigencia serán establecidas por el OS, con la única salvedad de que no llevarán retribución asociada.

Si bien esta posibilidad se considera una medida positiva para el sistema frente al factor de potencia, la ausencia de retribución puede suponer un desincentivo a prestar el servicio en horas sin recurso para producir, aun cuando técnicamente la instalación pudiera proporcionarlo y, la ausencia de penalización pudiera no incentivar el cumplimiento del servicio.

A fecha de 22 de junio de 2026, las instalaciones síncronas y de electrónica de potencia habilitadas para prestar el servicio de consignas en tiempo real representan un total de 22 GW (8 GW de instalaciones RECORE y 14 GW de instalaciones síncronas) de un total de 63 GW. En este total se han considerado las instalaciones RECORE a las que les aplica la Orden TED 749/2020 y aquellas a las que, aunque no les aplica la citada Orden TED, han cumplimentado toda la información de la solicitud de habilitación, así como las instalaciones síncronas, descontando las instalaciones con puesta en marcha previa al año 2000 que han solicitado la adaptación de capacidades.

Ante el potencial disponible actualmente de instalaciones que se encuentran todavía en la modalidad de factor de potencia, se considera pues oportuno, aprovechando la modificación del procedimiento de operación 7.4, habilitar una nueva modalidad de prestación básica del servicio basada en consigna fija. Es decir, una evolución de la modalidad lanzada por el operador del sistema en marzo de 2026. Esta nueva modalidad, sería fácilmente implementable para las instalaciones con capacidad técnica para prestarla (al no tener que recibir consignas en tiempo real), estaría correctamente validada para penalizar su incumplimiento cuando no se preste adecuadamente, y a la vez proporciona una retribución adecuada cuando se presta en horas de producción nula. Efectivamente, a diferencia de la modalidad de servicio básico en control de factor de potencia, la nueva modalidad en consigna fija lleva asociada retribución en las horas en las que la instalación no esté inyectando energía activa en la red (ausencia de recurso primario), con intención de compensar el coste del consumo de energía activa asociado.

La nueva modalidad de provisión de prestación básica del servicio basada en consigna fija permitirá que ciertas instalaciones bajo el ámbito del Real Decreto 413/2014, que no cuenten con la dotación necesaria para el seguimiento de consignas variables en tiempo real, pero sí disponen de capacidad para seguir consignas fijas, abandonen la modalidad de control de factor de potencia. En esencia, son instalaciones con capacidad de mantener una consigna, pero que no disponen de las herramientas de comunicación que exige la prestación con consigna variable en tiempo real.

La modalidad se plantea tras la petición de una instalación interesada en seguir consigna fija de tensión o reactiva, y siempre que sea aceptada por el OS si resulta de interés para el sistema. No obstante, también se prevé la posibilidad de que esta modalidad pueda ser obligatoria para las instalaciones con esta capacidad, en el caso de instalaciones bajo el ámbito de la Orden TED 749/2020, a requerimiento del OS, en caso de que normativamente así se establezca.

A raíz de varios comentarios recibidos en la fase de audiencia de la propuesta, se considera necesario aclarar en esta resolución, así como en el texto del PO7.4, ciertos aspectos sobre el ámbito de aplicación de la modalidad de consigna fija de tensión y de reactiva, su potencial carácter obligatorio y su implicación en las posibles ventajas asociadas relativas a la prioridad de despacho y a la reducción de tiempos de rampa, que se exponen a continuación.

El servicio de seguimiento de consigna fija de tensión o reactiva no se circunscribe a la red de transporte, y por tanto es aplicable a instalaciones conectadas a redes de

distribución. En este caso, las pruebas de habilitación y las consignas deben ser definidas por el gestor de distribución y enviadas a la instalación a través del OS, mientras que la validación del cumplimiento del servicio, así como las liquidaciones de las retribuciones y penalizaciones asociadas serán efectuadas por el OS. Con objeto de mantener el equilibrio entre la carga administrativa de las pruebas y habilitaciones, así como del envío de consignas, frente a la significatividad del servicio obtenido, se ha incorporado un umbral mínimo de 1 MW de potencia instalada para que las instalaciones puedan adherirse a la modalidad de consigna fija.

Se contempla la posibilidad de pruebas de habilitación simplificadas para el servicio de seguimiento de consigna fija, especialmente en el caso de consigna fija de Q. Asimismo, se aclara que existe la posibilidad de habilitarse sólo a una de las modalidades de consigna fija.

Se establece un tiempo máximo de implementación en caso de que un gestor de red de distribución o transporte requiera que una instalación bajo el ámbito de la orden TED se adhiera al servicio de seguimiento de consigna fija de tensión o de potencia reactiva.

Algunos sujetos han solicitado que se incorporen expresamente en este procedimiento de operación las potenciales ventajas adicionales asociadas a la prestación de los servicios de seguimiento de consignas fijas o en tiempo real, en referencia a la relajación de tiempos requeridos de rampa, o en relación con la prioridad de despacho en caso de redespachos a bajar en igualdad de criterios económicos. A este respecto, se considera suficiente la redacción del PO3.2, así como del Real Decreto 413/2014 en lo relativo a la prioridad de despacho, que ya facultan al operador del sistema para tener en cuenta los múltiples factores o soluciones que estime necesarios para garantizar la seguridad del suministro. Una regulación en mayor detalle introduciría rigidez e impediría una rápida adaptación de las condiciones en el futuro.

En relación con algunos comentarios recibidos sobre la coexistencia de la nueva modalidad de consigna fija y la lanzada por el OS el pasado mes de marzo, cabe aclarar que en aquellos casos en los que el servicio de consigna fija de tensión o reactiva definido en el apartado 6.1.1.(b) de este procedimiento suponga una dificultad insalvable o no sea de interés para una instalación, nada impide que permaneciendo en la modalidad de control de factor de potencia del apartado 6.1.1(a), pueda solicitar al OS una apertura del factor de potencia a cambio de seguir una consigna de tensión o potencia reactiva acordada.

Finalmente, se aclara que el servicio de consigna fija no lleva un tiempo de respuesta asociado a la modificación de la consigna. La consigna establecida por el OS podrá ser modificada mediante una comunicación por correo electrónico al Centro de Control de Generación y Demanda (CCGD) de la instalación, sujeto a las condiciones de operación con un tiempo de preaviso de al menos cuatro horas y debiendo modificarse en un plazo no superior a setenta y dos horas, según se establece en el PO.

Por otra parte, ante las consultas de los sujetos sobre las opciones aplicables a las instalaciones de demanda con autoconsumo, se aclara que el autoconsumo sin excedentes es a estos efectos una demanda⁽²⁾, por lo que no estaría bajo el ámbito del apartado 6.1.1, y por tanto no podría adherirse a la modalidad de consigna fija, aunque como consumidor sí podría acogerse a la modalidad de consigna variable en tiempo real (6.2). Por otra parte, la generación asociada al autoconsumo con excedentes sí podría optar a todas las modalidades.

⁽²⁾ Artículo 4.1.a) del Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.

Por último, a petición de los sujetos, se ha incorporado un plazo para la implementación del seguimiento de consigna fija en caso de requerimiento por parte del gestor de la red. Si bien los sujetos solicitaban un plazo de aproximadamente un año, se ha considerado relevante no retrasar la incorporación de instalaciones en esta modalidad por lo que se ha fijado un plazo mínimo de tres meses, sin perjuicio de que el gestor de la red pueda otorgar un plazo mayor cuando lo considere justificado.

Tercero.2. *Sobre la modificación de los precios a considerar en la retribución del servicio de control de tensión.*

- Modalidad de seguimiento de consignas en tiempo real.

En la versión de P.O.7.4 vigente se había establecido un precio de retribución y penalización del servicio de 1 €/Mvarh, tomando como referencia orientativa una banda de costes evitados de soluciones alternativas basadas en elementos de red como una reactancia o un STATCOM. Si se consideran exclusivamente los elementos que aportan reactiva de forma dinámica (STATCOMS), esta referencia de coste podría ascender a 1,5 €/Mvarh, y si además se considera en su amortización un número de horas de funcionamiento por debajo de 8500h, el precio de referencia podría tomar valores de 2 €/Mvarh o superiores.

En el contexto actual, resulta necesario incentivar la prestación del servicio dinámico de control de tensión por parte de los generadores de electrónica de potencia con capacidad de absorber o generar potencia reactiva con sus convertidores. Se persigue así un doble objetivo, de incremento de los recursos de control dinámico de tensión en el sistema y de reducción del coste de restricciones técnicas gracias a la reducción esperada de la necesidad de generar reserva de reactiva para control de tensión mediante la programación de centrales de ciclo combinado. Con este objetivo, y a la vista de las cifras de habilitación registradas en la actualidad, se considera conveniente elevar la retribución al máximo valor de las opciones alternativas, esto es, 2 €/Mvarh, lo que permitiría además asegurar la cobertura de sus costes asociados al consumo de energía activa de sus convertidores cuando gestionan reactiva.

Por otra parte, hay que tener en cuenta que cuando se proporciona este servicio en horas en las que la instalación de generación no produce, generalmente en ausencia de recurso en el caso de generación eólica o fotovoltaica, la instalación debe consumir potencia activa de la red ($P < 0$) ya que los convertidores de este tipo de instalaciones basadas en electrónica de potencia necesitan consumir potencia activa de la red. Esta situación está motivando que algunas instalaciones dejen de prestar el servicio de control de tensión en esas horas y vierten al sistema la reactiva que generan sus redes.

En el Informe Técnico-Económico del Proyecto Demostrativo de Control de Tensión del operador del sistema⁽³⁾, se aprecia también esta dinámica por la cual la fotovoltaica aporta control de tensión por la noche a un precio sustancialmente más elevado que por el día. De acuerdo también con este informe, se estima que en las horas sin producción la suma del consumo de los convertidores más las pérdidas de activa en la red de evacuación, oscila entre el 5 % y el 10 % de la potencia reactiva entregada en BC. Además, la provisión de reactiva en un volumen mayor o un número de horas superior al requerido en la prestación basada en factor de potencia, podría suponer un mayor coste de mantenimiento y degradación de equipos, que podría llegar a estimarse en 5 €/Mvarh, de acuerdo con la información aportada en el grupo de trabajo.

⁽³⁾ <https://api.esios.ree.es/documents/1481/download?locale=es>.

Teniendo en cuenta los factores descritos en el párrafo anterior, se propone establecer una retribución diferente del servicio para las horas en las que las instalaciones no presenten producción de energía activa. Dicha retribución sería $0,05 * 1,15 * \text{pmdh} + 5 \text{ €/Mvarh}$, donde pmhd representa el precio medio del mercado diario de la hora (tomando valor mínimo de 0 €/MWh) y el factor 1,15 se ha estimado como el apuntamiento del precio final que soportarían las compras de estas instalaciones respecto al precio de mercado diario (el sobrecoste de los desvíos sobre el precio de mercado diario puede llegar a ser del 15 % en los meses de mayor coste).

- Prestación básica con consigna fija de tensión o reactiva.

Para el caso del servicio básico de consigna fija de tensión o reactiva para instalaciones bajo el Real Decreto 413/2014, con objeto de incentivar su participación en

el control de tensión, se establece la siguiente retribución cuando presta el servicio sin recurso en horas de consumo neto de la red:

$$0,05 * 1,15 * pmdh + 4 \text{ €/Mvarh}$$

Esta formulación es similar a la planteada en el servicio de seguimiento de consignas en tiempo real, pero algo más reducida al ser un servicio menos exigente. La componente asociada al coste de mantenimiento y degradación de equipos ha sido incrementada de 3 a 4 euros tras el trámite de audiencia de la propuesta, con objeto de reconocer el mayor coste de mantenimiento y degradación de equipos más cercano a su valor para el servicio de tiempo real.

– Penalizaciones.

Se mantiene la penalización del servicio básico en 1 €/Mvarh.

En cuanto al servicio de consignas en tiempo real, su penalización se define como 1,2 veces el precio de la retribución:

Para $P > 0$: $1,2 * 2 \text{ €/Mvarh}$.

Para $P \leq 0$: $1,2 * (0,05 * pmd + 5 \text{ €/Mvarh})$.

En cuanto a la penalización del servicio de consigna fija, se definiría:

Para $P > 0$: 1 €/Mvarh.

Para $P \leq 0$: $1,2 * (0,05 * pmd + 4 \text{ €/Mvarh})$.

– Compensación por el coste del peaje.

Además de la retribución variable en forma de €/Mvarh, se considera necesario compensar el incremento del coste del peaje de consumo que se requiere contratar para poder dar el servicio en horas sin producción (consumiendo potencia activa de la red). Suponiendo unos consumos del 5% en el convertidor y cableado de la instalación y teniendo en cuenta que la máxima reactiva requerida es un 30% de la potencia de la instalación de acuerdo con la Orden TED 749/2020 ($Q_{max} = 30\% P_{max}$), la provisión del servicio en horas sin recurso supone tener que contratar un peaje fijo de consumo de 0,015 MW por cada MW de instalación que presta el servicio:

$$0,3 \text{ Mvar/MW}_{\text{instalado}} * 0,05 \text{ MW}_{\text{consumo}}/\text{Mvar} = 0,015 \text{ MW}_{\text{consumo}}/\text{MW}_{\text{instalado}}$$

Como los peajes y cargos anuales vienen a suponer un valor anual de 16.000 €/MW-año de acuerdo con la Resolución de peajes de 2026⁽⁴⁾ y con la Orden de cargos de 2026⁽⁵⁾, para cada MW instalado que presta el servicio de modalidad de consigna en tiempo real o de consigna fija, se estima un incremento del coste de 240 euros anuales:

⁽⁴⁾ Resolución de 18 de diciembre de 2025, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen los valores de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de electricidad de aplicación a partir del 1 de enero de 2026.

https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2025-26348.

Término de potencia del peaje de transporte y distribución para grupo tarifario 6.4 TD:

$6,606205 + 3,935625 + 0,987554 + 0,686109 + 0,020376 + 0,013971 = 12,24984 \text{ €/kW año}$.

⁽⁵⁾ Orden TED/1524/2025, de 23 de diciembre, por la que se establecen los precios de los cargos del sistema eléctrico y se establecen diversos costes regulados del sistema eléctrico para el ejercicio 2026 y por la que se aprueba el reparto de las cantidades a financiar relativas al bono social y al coste del suministro de electricidad de los consumidores a que hacen referencia los artículos 52.4.j) y 52.4.k) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, correspondiente al año 2026.

https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2025-26705.

Término de potencia de los cargos para segmento tarifario 6: $1,299240 + 0,650162 + 0,472451 + 0,472451 + 0,472451 + 0,216540 = 3,583295 \text{ €/kW año}$.

$0,015\text{MWconsumo}/\text{MWinstalado} * 16.000 \text{ €/MWconsumo-año} = 240 \text{ €/MWinstalado-año}$

Se propone pues retribuir en concepto de peaje fijo en torno a 0,7 €/MWinstalado-día (240 €/MWinstalado-año/365días) a aquellas instalaciones que presten el servicio de consignas con capacidad de proporcionarlo a $P \leq 0$. Estos precios serán objeto de revisión en caso de exención de los valores correspondientes de peajes y cargos.

– Compensación por la inversión en adaptación para el seguimiento de consignas en tiempo real.

Adicionalmente, en el caso del servicio de seguimiento de consignas en tiempo real, cabe incrementar la retribución fija anterior en 2 €/MWinst-año (haciendo un total de 2,7 €/MWinst-año) como incentivo adicional con objeto de compensar los costes de adaptación de las instalaciones. Este incremento de coste estaría asociados al software de inversores, servicios proporcionados por el centro de control de generación y demanda, proveedor Scada y proveedor del controlador de la planta PPC, pruebas y optimización cuyo valor puede abarcar un rango entre los 50.000 euros y los 150.000 euros por planta cuando se requiera un cambio de hardware, de acuerdo con la información aportada por los sujetos en el marco del grupo de trabajo. Considerando una planta tipo de 50 MW y un coste de 50.000 euros a recuperar en dos años, supondría un incremento en torno a 2 €/MWinstalado-año.

El pago fijo, quedaría en cualquier caso condicionado a que efectivamente aporten al menos un 50 % de la reactiva obligatoria requerida en horas de producción negativa. Ante la duda planteada por algunos sujetos, cabe aclarar además que la retribución prevista en esta resolución resulta igualmente de aplicación a todas las instalaciones que ya se hayan habilitado al servicio de prestación de seguimiento de consignas en tiempo real previamente al momento en el que esta surta efecto.

En el PO7.4 no se ha dispuesto un periodo limitado de aplicación de esta retribución adicional de 2 €/MW. No obstante, siendo una compensación por inversión, debería eliminarse cuando se considere amortizada. Se valorará en función del seguimiento de la evolución del servicio con la información mensual que aporte el operador del sistema, de acuerdo con el requerimiento que formula esta resolución en su Resuelve Cuarto. La eliminación de este concepto requeriría la modificación del PO7.4, con el preceptivo trámite de audiencia.

– Impacto económico del nuevo marco retributivo del servicio de control de tensión.

Para estimar el orden de magnitud del impacto económico que podría suponer el modelo retributivo propuesto, se ha considerado que 70 GW de instalaciones síncronas y de electrónica de potencia pudieran habilitarse para la prestación del servicio de consignas en tiempo real.

Para estimar el importe variable se ha considerado un volumen de reactiva retribuida de 67.000 Mvarh/día, manteniendo la misma relación actual observada de reactiva retribuida frente a la potencia habilitada de acuerdo con el PO7.4 en junio de 2026 (se ha observado una disminución de la energía reactiva retribuida frente a la potencia habilitada con respecto al mes de abril de 2026). Asumiendo un precio medio de retribución de 6 €/Mvarh (estimado a partir de un perfil de producción de una instalación fotovoltaica y del precio del mercado diario de octubre 2025 a marzo 2026), la retribución por este concepto, de acuerdo con las hipótesis consideradas, podría ascender a 145 M euros anuales.

El importe que supondría la retribución fija por potencia instalada para los 70GW considerados podría ascender a 69 M euros ($70.000 \text{ MW} * 365 * 2,7 = 69 \text{ M€}$). Hay que señalar que la parte correspondiente al reconocimiento de mayor coste por peajes y cargos de la prestación del servicio iría en teoría compensado por un mayor ingreso en el ámbito de la contratación de estos conceptos.

En relación con algún comentario recibido en la consulta sobre que esta estimación es elevada en tanto que se producirá una reducción de la reactiva a compensar por el efecto de aquellas instalaciones que se acojan a seguimiento de consigna fija, cabe reiterar que el

potencial impacto económico valorado no pretende ser una estimación exacta, sino aproximación del coste que podría tener que soportar el consumidor por esta nueva retribución.

La tabla siguiente resume las modalidades existentes junto con el régimen económico propuesta en la resolución.

Figura. Tabla síntesis de modalidades de prestación del servicio de control de tensión y su marco retributivo

		Pot neta >0	Pot neta ≤0
Servicio básico general 6.1.1.a 6.1.2.	Qret.	0 €/Mvarh.	0 €/Mvarh.
	Qpen.	1 €/Mvarh.	1 €/Mvarh.
Servicio básico de consigna fija 6.1.1.b.	Qret.	0 €/Mvarh.	$0.05 * 1.15 * \text{pmd} + 4 \text{ €/Mvarh.}$
	Qpen.	1 €/Mvarh.	$1,2 * (0.05 * 1.15 * \text{pmd} + 4 \text{ €/Mvarh.})$
	MW instalado.		0,7 €/MW-día.
Servicio voluntario de seguimiento de consignas de tensión o reactiva en tiempo real 6.2.	Qret.	2 €/Mvarh.	$0.05 * 1.15 * \text{pmd} + 5 \text{ €/Mvarh.}$
	Qpen.	$1,2 * 2 \text{ €/Mvarh.}$	$1,2 * (0.05 * 1.15 * \text{pmd} + 5 \text{ €/Mvarh.})$
	MW instalado.		2,7 €/MW-día.

Sobre el incentivo que supone este nuevo esquema de precios propuestos, se han recibido comentarios varios en diferentes sentidos: algunos solicitando una mayor remuneración de forma temporal a modo de mayor incentivo para la habilitación en los servicios de seguimiento de consignas, y otros aludiendo a la conveniencia de darle un carácter temporal a este esquema con el fin de fomentar el desarrollo de los mercados de capacidad de reactiva adicional. Se ha optado por dejar la propuesta de precios sometida a consulta, introduciendo un incremento en el servicio básico de consigna fija reconociendo el mayor coste de mantenimiento y degradación de equipos más cercano a su valor para el servicio de tiempo real. En cualquier caso, el esquema de precios podrá ser objeto de revisión en futuras modificaciones del procedimiento de operación, si tras la implementación de mercados locales, se viera necesario.

Se ha recibido también un comentario en relación con el diseño del esquema de precios, proponiendo que la retribución más elevada se centre en la provisión de potencia adicional (respecto a la obligatoria), y no tanto en la reactiva proporcionada en horas con potencia neta negativa o nula. Si bien es una propuesta razonable, se ha considerado que ya existe un incentivo relativamente mejorado (2 €/MWh) a dar la reactiva adicional cuando la instalación tiene recurso para darlo, y se ha preferido centrar el esfuerzo económico en aflorar capacidad de reactiva cuando no existe el recurso de forma natural. En cualquier caso, la capacidad adicional, podrá ser objeto de mejor retribución, cuando se implementen los mercados zonales, en aquellas localizaciones donde las necesidades de control de tensión así lo determinen.

Tercero.3. *Sobre los requerimientos dinámicos en el servicio básico y de tiempo real y las posibles mejoras de los métodos de validación del cumplimiento de los servicios.*

En cuanto a lo dispuesto como requerimiento al servicio básico del apartado 6.1.2 de consigna en U para instalaciones de producción fuera del ámbito del Real Decreto 413/2014 e instalaciones de almacenamiento con módulo de generación síncrono, durante el trámite de audiencia, algunos sujetos han solicitado adaptaciones. Sin embargo, se ha optado por no introducir ningún cambio, por considerar que se requiere un mayor análisis técnico en los grupos de trabajo de control de tensión de los comentarios y propuestas recibidos, con la participación de todos los expertos afectados.

En cuanto a la modalidad de consigna fija de reactiva, tal como se ha mencionado anteriormente, no se establece un tiempo de respuesta específico. En este caso la consigna será establecida por el OS y podrá ser modificada mediante una comunicación por correo electrónico al Centro de Control de Generación y Demanda (CCGD) de la instalación, sujeto a las condiciones de operación con un tiempo de preaviso de al menos cuatro horas y debiendo modificarse en un plazo no superior a setenta y dos horas, según lo previsto en el PO.

También en relación con la modalidad de consigna fija de tensión, se ha recibido algún comentario sobre la posibilidad de establecer tiempos de respuesta menos exigentes al tratarse de una modalidad de carácter más básico respecto al seguimiento de consignas en tiempo real, lo que además supondría un incentivo para aquellas instalaciones que decidiesen solicitar su adhesión de forma voluntaria. Este aspecto queda sujeto a un mayor análisis en el grupo de trabajo de control de tensión, y no se incorpora en esta revisión de procedimiento de operación.

En cuanto al método de validación del servicio de seguimiento de consignas de tiempo real, se han recibido comentarios relativos a la posibilidad de introducir mejoras que reduzcan la probabilidad de incumplimientos en situaciones de variaciones bruscas de la tensión de red, aun cuando la instalación esté respondiendo adecuadamente (se han recibido varias propuestas, relativas a la posibilidad de ampliar el número de muestras, exceptuar muestras afectadas por tasas de cambio de tensión de red elevadas, o la aplicación de bandas o medias móviles sobre la reactiva requerida). Se ha optado igualmente por dejar este análisis para el grupo de trabajo de control de tensión por considerar que la complejidad de estos aspectos requiere una valoración técnica más profunda involucrando a los diversos actores implicados. Por tanto, no se introduce ninguna de las alternativas propuestas en esta revisión del procedimiento de operación, cuyo objetivo principal es mejorar los incentivos para la habilitación en servicios de control de tensión basados en el seguimiento de consignas de tensión o reactiva.

Sí se ha optado por incorporar en el procedimiento de operación los parámetros asociados a requerimiento de rampas de tensión y reactiva BC, con sus valores específicos definidos en el anexo II, con los valores de 0,30 % Un en 1 minuto y 10 % de Qmax en 1 minuto contemplados actualmente mediante especificación técnica del OS. La modificación de dichos valores, o el establecimiento de rangos mínimos y máximos, podrá ser objeto de mayor análisis en el grupo de trabajo de control de tensión.

Tercero.4. *Sobre la financiación del coste del servicio.*

En relación con el coste del servicio de control de tensión, se han recibido alegaciones de los comercializadores indicando que el coste debería financiarse a través de un coste regulado en peajes y cargos, y no como un componente del coste de adquisición de la energía en el mercado. En este sentido, en un ámbito más amplio, recuerdan el debate existente en el sector en el que los comercializadores vienen reclamando en los últimos años, que la financiación de los servicios de ajuste se establezca a través de una partida regulada y previsible ligada al servicio de redes.

A este respecto, se considera que el establecimiento de un precio regulado para recuperar el coste de las restricciones técnicas aportaría estabilidad y previsibilidad a los comercializadoras, pero no elimina la incertidumbre económica subyacente: simplemente la desplaza desde los comercializadores a los consumidores [en el caso de que estos previamente contasen con un precio fijo⁽⁶⁾]. En la práctica, un precio fijado ex ante puede generar déficits o superávits que habría que corregir mediante actualizaciones periódicas, por lo que el consumidor finalmente vería esas mismas variaciones en su factura afrontando la misma incertidumbre que hoy afronta el comercializador, pero con menor capacidad de gestionar el riesgo correspondiente.

⁽⁶⁾ En la actualidad los consumidores de mayor tamaño ya estarían financiando ellos directamente el coste de las restricciones, haciéndoles el comercializador un *pass through* del coste.

Asimismo, teniendo en cuenta que todos los contratos incorporan en la actualidad un coste previsto de las restricciones técnicas, incluyendo en su mayor parte los incrementos registrados en el último año, la introducción de un precio regulado debería implementarse con cautela para evitar que los precios de los contratos ya formalizados se vean incrementados por la incorporación de un nuevo término sin que vayan acompañados de la reducción correspondiente en el valor del componente de la energía implícito en el contrato. Por tanto, se considera que el paso a un precio regulado requiere un profundo análisis sobre su correcta implementación operativa.

Por el contrario, sí se considera prioritario, en primer lugar, trabajar para reducir el coste del segmento de restricciones. A este respecto, hay que recordar que la aprobación del servicio de control de tensión en junio de 2025 y la modificación objeto de esta resolución, tienen el objetivo de incentivar a las instalaciones renovables a proporcionar el servicio, con el objetivo de que la programación de restricciones técnicas pueda llegar a ser mucho más reducida, una vez que la implementación efectiva de las diferentes modalidades de seguimiento de consignas sea completa. En este sentido, como se ha indicado en el Fundamento de derecho segundo, la resolución actual constituye una fase intermedia en la adaptación del PO 7.4, ya que tras su aprobación se prevé abordar una tercera revisión más amplia del marco regulatorio del servicio de control de tensión. Entre otros, los aspectos a valorar estaría el mejorar la operación de redes mancomunadas y aprovechar los recursos de control de tensión en redes de distribución, todo ello mediante el trabajo conjunto del sector, lo que se espera contribuya a una reducción de los costes actuales de la programación por restricciones técnicas.

En segundo lugar, también se considera importante analizar si la imputación actual del mecanismo de financiación de las restricciones da las señales adecuadas al consumidor. De acuerdo con la Resolución de la CNMC por la que se establecen las condiciones de no frecuencia⁽⁷⁾, el coste de las restricciones técnicas se reparte entre las unidades de adquisición en función de su consumo horario. Sin embargo, una parte relevante de este coste corresponde a congestiones de red, desarrollo geográfico de renovables dispar, decisiones de operación de las redes, control de tensión que no corresponden estrictamente al consumo de una hora concreta. Por ello, la CNMC iniciará una reflexión en ese sentido.

⁽⁷⁾ En concreto el mecanismo de financiación de las restricciones técnicas se establece en la Resolución de 8 de septiembre de 2022, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se aprueban las condiciones aplicables a los servicios de no frecuencia y otros servicios para la operación del sistema eléctrico peninsular español y en el Procedimiento de Operación 14.4: metodología de cálculo por la retribución de los servicios.

Tercero.5. *Sobre la publicidad de las necesidades del servicio.*

Se han recibido varias alegaciones señalando una necesidad de mayor información sobre las necesidades de capacidad adicional de control de tensión. En concreto se hace referencia a la tercera propuesta de modificación del Plan de Desarrollo de la Red, sometida a audiencia, donde se identifican con precisión ubicaciones concretas donde el sistema requiere de inversiones adicionales para control de tensión estático y dinámico.

A este respecto, la CNMC ya indicó en su informe a esta propuesta de modificación que, a la vista de las inversiones planteadas, «se considera necesario un análisis más integral y coordinado de todas las medidas ya implantadas o en curso en materia de control de tensión, incluyendo la evolución de las actuaciones planificadas en ejercicios anteriores, los trabajos regulatorios en marcha (en particular, la modificación del PO 7.4) y el potencial de las instalaciones renovables para prestar este servicio». En este contexto, se pedía al operador del sistema «una visión completa y zonal de los problemas detectados y previstos, de los recursos disponibles y planificados, y de en qué medida y cuándo resolverán dichos problemas, para dar mayor coherencia a la planificación y a los trabajos regulatorios en marcha y dar más visibilidad a los agentes».

Esta consideración se ha concretado en un mandato al operador del sistema en esta resolución.

Tercero.6. *Sobre los plazos de implementación de las modificaciones que aprueba esta resolución.*

En el trámite de audiencia, tanto el OS como los sujetos han solicitado plazos dilatados de implementación en aquellos aspectos que les exigían desarrollos. En concreto:

– El OS ha solicitado un plazo de seis meses para implementación de la nueva retribución diferenciada en horas sin recurso para la modalidad de seguimiento de consigna variable (6.2), así como un plazo de doce meses para la implementación de la validación y retribución de la nueva modalidad de seguimiento de consigna fija. El OS justifica esta solicitud en la necesidad de escalonar los desarrollos.

– Los sujetos han solicitado un plazo de doce meses para adaptarse a la modalidad de consigna fija en caso de instalaciones que sean requeridas para ello por el gestor de red pertinente. Los sujetos justifican esta solicitud, entre otros, en la dificultad de las adaptaciones que requieren intervención de proveedores de equipos.

Con el objetivo de permitir que se lleven a cabo los desarrollos necesarios para la implementación del nuevo marco, se han contemplado los plazos solicitados con ligeras reducciones. No obstante, entendiendo la importancia de que el sistema disponga de mayores recursos de control de tensión con la mayor celeridad posible, se han dado carácter de máximos a los plazos establecidos, en particular, a los plazos solicitados por el OS, de modo que se permite a dicho operador conseguir una implementación más temprana. Así, se ha dispuesto lo siguientes:

– La nueva retribución diferenciada para la modalidad de consigna en tiempo real será de aplicación en un plazo máximo de seis meses.

– La validación y liquidación de la modalidad de consigna fija será de aplicación en un plazo máximo de ocho meses, sin perjuicio de que esta modalidad pueda ser prestada con antelación sin validación.

– A cambio de la reducción a ocho meses del plazo anterior, para el que el OS solicitaba doce meses, se ha concedido al operador una ampliación de seis meses en el plazo de implementación de los mercados locales de capacidad adicional, que vencía en diciembre de 2026. A este respecto, se ha tenido en cuenta que la disponibilidad de los sistemas no garantiza el lanzamiento de los mercados en tanto no se disponga de oferta suficiente, por tanto, se considera aceptable priorizar aquellos desarrollos que pueden resultar en una mayor adecuación de las instalaciones.

– A los sujetos que sean requeridos para ello se les han concedido un plazo mínimo de tres meses para adaptarse a la consigna fija, desde el momento en que les sea requerido, que podrá ser mayor si justifican la necesidad al gestor de la red. Se garantiza además que, si la normativa habilita en breve al gestor y éste requiere la prestación, los sujetos dispondrán de aproximadamente nueve meses desde la publicación en BOE de esta resolución, esto es, hasta el 31 de marzo de 2027.

Por cuanto antecede, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

III. Resuelve

Primero.

Aprobar la modificación de los procedimientos de operación 7.4 Servicio de control de tensión y 14.4 Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema que se recoge en los anejos de esta resolución.

Segundo.

La modificación de los procedimientos de operación surtirá efectos al día siguiente de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado», con las excepciones indicadas a continuación.

La validación y liquidación de las instalaciones en la modalidad de prestación del apartado b del artículo 6.1.1 del PO 7.4, surtirá efecto en un plazo máximo de ocho meses de dicha publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

Hasta que comience dicha validación y liquidación, el OS deberá supervisar el comportamiento de los proveedores en la modalidad de prestación del apartado b del artículo 6.1.1 del P.O 7.4. En caso de incumplimiento el OS podrá deshabilitar a la instalación en dicha modalidad de prestación, que deberá volver a la modalidad de prestación del apartado a del artículo 6.1.1 del PO 7.4.

El resto de los cambios dispuestos en el artículo 11 del PO 7.4 y las modificaciones del PO 14.4, surtirán efecto en el plazo máximo de seis meses de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

Tercero.

Incrementar en seis meses adicionales el plazo de dieciocho meses previsto en el último párrafo del Resuelve segundo de la Resolución de 12 de junio de 2025, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se modifican los procedimientos de operación para el desarrollo de un servicio de control de tensión en el sistema eléctrico peninsular español, relativo a la implementación de los mercados zonales.

Cuarto.

Dejar sin efecto las versiones previamente aprobadas de los apartados o párrafos de los procedimientos de operación 7.4 y 14.4 que modifica esta resolución.

Quinto.

Requerir al Operador del Sistema que remita mensualmente a la CNMC un informe sobre la situación del servicio de control de tensión, en el que deberá reflejarse, al menos: la evolución de la provisión en cada una de las modalidades del servicio (número de instalaciones y potencia), el seguimiento del cumplimiento del servicio, el impacto económico (coste del servicio y penalizaciones), la evolución del arranque de grupos por restricciones para control de la tensión y una valoración de la evolución de las necesidades del sistema en relación con el control de la tensión.

Sexto.

Requerir al Operador del Sistema la remisión a la CNMC de una propuesta de proyecto demostrativo de control de tensión en las redes mancomunadas de generación, en un plazo de seis meses.

Séptimo.

Requerir al Operador del Sistema para que, con antelación a la elaboración de la propuesta definitiva de la planificación del periodo 2025-2030, proporcione a la CNMC un informe de las necesidades de control de tensión y de los recursos disponibles previstos y aporte un plan de actuación integral para proporcionar los recursos adecuados. Dicho informe será publicado en la web del Operador del Sistema y actualizado trimestralmente.

La presente resolución se notificará a Red Eléctrica de España, SA, y al Operador del Mercado Ibérico Eléctrico (OMIE) y se publicará en el «Boletín Oficial del Estado», en

cumplimiento de los establecido en el artículo 7.1, párrafo final, de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC.

Madrid, 30 de junio de 2026.–El Secretario del Consejo de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, Miguel Bordiu García-Ovies.

ANEJO 1

PO7.4 Servicio de control de tensión

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 central⁽⁸⁾ (BC).

⁽⁸⁾ 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.

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.

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 Real Decreto 413/2014 y de almacenamiento basadas en electrónica de potencia.

a) En control de factor de potencia.

La prestación básica general para instalaciones de producción (de tipo módulo de parque eléctrico o módulo de generación de electricidad síncrono) bajo el ámbito del Real Decreto 413/2014 y de almacenamiento (de tipo módulo de parque eléctrico) consistirá en mantenerse, de forma horaria, dentro de su capacidad reactiva obligatoria, definida en el Real Decreto 413/2014 como un rango de factor de potencia, ajustada a las capacidades técnicas exigidas en la Orden TED 749/2020 o normativa posterior que resulte de aplicación tal y como detalla el propio Real Decreto 413/2014.

Aquellas instalaciones cuya potencia instalada sea igual o superior a 5 MW deberán seguir las instrucciones dictadas por el operador del sistema para la modificación del rango de factor de potencia anteriormente definido, en función de las necesidades del sistema. El operador del sistema podrá acordar con los proveedores condiciones de prestación particulares para el servicio básico no retribuido de las instalaciones bajo el ámbito del Real Decreto 413/2014, respetando el marco regulatorio aplicable y justificado por el beneficio para la seguridad del sistema.

b) En control de consigna fija.

Alternativamente, se establece una prestación del servicio básico consistente en seguimiento de consigna fija de tensión o reactiva para aquellas instalaciones con conexión a la RdT o red de distribución con potencia instalada/contratada igual o superior a 1 MW que, o bien se adhieran de forma voluntaria a alguna de las modalidades de consigna de tensión fija o de reactiva fija, de conformidad con el operador del sistema y en su caso también con el gestor de la red de distribución al que se conecte la instalación, o bien, siendo instalaciones de producción bajo el ámbito de la Orden TED 749/2020, les sea requerido este servicio en alguna de sus modalidades de provisión (consigna de tensión o reactiva fija), conforme se establezca normativamente, por el OS o por el gestor de red de distribución, en función de la red a la que se conecta la instalación. En este último caso, el requerimiento habilitará un plazo mínimo de implementación de tres meses y en cualquier caso no podrá exigir una implementación anterior al 31 de marzo de 2026.

El seguimiento de consigna de tensión fija (incluyendo los parámetros de control) y de consigna de reactiva fija, así como la validación de su cumplimiento y las pruebas de habilitación, se realizará conforme a lo establecido para las instalaciones que sigan consignas en tiempo real. En caso de redes de distribución, la consigna será definida por el gestor de la red de distribución y enviada a la instalación a través del operador del sistema, y las pruebas de habilitación serán realizadas por el gestor de la red de distribución.

Para el caso de instalaciones acogidas a la modalidad de consigna fija de tensión, ante variaciones de tensión medida en barras de central, deben proporcionar la potencia reactiva requerida en barras de central con unos tiempos de respuesta y de establecimiento conformes a lo establecido en la normativa que resulte de aplicación a cada proveedor y un sobrepaso menor al 120 %. En caso de que no exista normativa que resulte de aplicación se establece un tiempo de respuesta inferior a 20 segundos y un tiempo de establecimiento inferior a 1 minuto, así como un sobrepaso menor al 120 %.

En cuanto a la modalidad de consigna fija de reactiva y de tensión la consigna será establecida por el OS y podrá ser modificada mediante una comunicación por correo electrónico al Centro de Control de Generación y Demanda (CCGD) de la instalación, sujeto a las condiciones de operación con un tiempo de preaviso de al menos cuatro horas y debiendo modificarse en un plazo no superior a sesenta y dos horas.

6.1.2 Prestación básica de consigna en U para instalaciones de producción fuera del ámbito del Real Decreto 413/2014 e instalaciones de almacenamiento con módulo de generación síncrono.

La prestación básica para las instalaciones de producción (de tipo módulo de generación de electricidad síncrono) y para las instalaciones de almacenamiento (de tipo módulo síncrono) fuera del ámbito del Real Decreto 413/2014 cuya capacidad reactiva obligatoria se establece en el anexo 1 y para las instalaciones de almacenamiento (de tipo módulo síncrono) cuya capacidad reactiva obligatoria se establece en la Orden TED/749/2020 o normativa posterior que resulte de aplicación consistirá en modificar su generación y absorción de potencia reactiva dentro de la sus capacidades reactivas obligatorias 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 Real Decreto 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 teledadidas conforme al procedimiento de operación acerca del intercambio de información en TR con el OS⁽⁹⁾.

⁽⁹⁾ El OS podrá requerir teledadidas 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.

Los proveedores deben disponer de las siguientes modalidades de participación:

- Modalidad U: Seguimiento de consignas de tensión en TR.
- Modalidad Q: 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.

Se deberá notificar al OS ante cualquier cambio topológico o estructural que provoque un cambio en la forma de proveer el servicio.

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 que impliquen variaciones de requerimiento de potencia reactiva menores a 50 Mvar: el tiempo de respuesta⁽¹⁰⁾ en BC o en PPS debe ser inferior a 2 minutos, el tiempo de establecimiento⁽¹¹⁾ inferior a 5 minutos y el sobrepaso menor al 120 %. Estos requisitos aplican tanto a modalidad U como a modalidad Q.

⁽¹⁰⁾ Se define tiempo de respuesta como el tiempo que tarda el proveedor en aportar el 90 % de la potencia reactiva requerida.

⁽¹¹⁾ 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.

En modalidad de seguimiento de consigna de tensión, los proveedores deben modular la consigna recibida con una rampa R_u definida como un porcentaje de U_n en 1 min, siendo U_n la tensión nominal en BC, incluida en el anexo 2.

En modalidad de seguimiento de consigna reactiva, los proveedores deben modular la consigna recibida con una rampa R_q definida como un porcentaje de $Q_{m\acute{a}x}$ en 1 min, incluida en el anexo 2, acorde a la definición de $Q_{m\acute{a}x}$ también incluida en dicho anexo.

Ambas rampas deberán ser implementadas únicamente sobre la consigna enviada por el OS evitando que afecte a las medidas de V o Q según la modalidad.

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 U: 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.

Ante variaciones de tensión medida en barras de central se debe proporcionar la potencia reactiva requerida en barras de central con unos tiempos de respuesta y de establecimiento conformes a lo establecido en la normativa que resulte de aplicación a cada proveedor y un sobrepaso menor al 120 %. En caso de que no exista normativa que

resulte de aplicación se establece un tiempo de respuesta inferior a 20 segundos un tiempo de establecimiento inferior a 1 minuto y un sobrepaso menor al 120 %.

- Modalidad Q: 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 PPS⁽¹²⁾.

⁽¹²⁾ 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.

Los proveedores que compartan punto de conexión a red (PCR) podrán acogerse a la participación conjunta en PPS en ambas modalidades U y Q. 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 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.

El OS podrá valorar en la participación en PPS que proveedores con potencia instalada inferior a 5 MW puedan participar junto a instalaciones con potencia instalada mayor a 5 MW.

- Modalidad U: 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.

Frente a variaciones de la medida de tensión en PPS el tiempo de respuesta deberá ser inferior a 2 minutos, el tiempo de establecimiento inferior a 5 minutos y el sobrepaso menor al 120 %.

- Modalidad Q: 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.

Cuando las condiciones de apertura de un mercado zonal anteriormente indicadas dejen de cumplirse, el mercado zonal podrá suspenderse previo aviso del OS a los participantes de ese mercado, hasta que se vuelvan a cumplir las condiciones.

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 sin priorizar 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 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 prioridad de participación: A o B, según lo definido en el apartado 7.5.2.
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 euros para UPs con grupo térmico o híbridas que incluyan instalaciones térmicas con programa por debajo del mínimo técnico o en un modo de funcionamiento inferior. Para cada período podrá establecerse un valor en euros y, en el caso de ciclos combinados multieje, además por cada modo de funcionamiento. El cobro de este término indica, además, que la UP requiere de programación de energía activa a su mínimo técnico o cambiar su modo de funcionamiento en el mercado intradiario o servicios de balance.
 - f) Término en euros para UPs hidráulicas, UGHs o híbridas de éstas. Podrá establecerse un valor en euros por cada bloque de oferta. Este término se tendrá en cuenta cuando se asigne el bloque que lo incluya.

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 el grupo de prioridad 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 euros de los periodos con asignación de grupos térmicos, híbridos o no, teniendo en cuenta el modo de funcionamiento más alto asignado en el caso de ciclos combinados multieje.

c) El término en euros de los bloques con asignación de UPs hidráulicas, UGHs o híbridas de éstas.

d) 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 consecutivos no se corresponda con una prolongación o coincidencia 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».

e) En caso de proveedores térmicos 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: proveedores que dispongan de Modalidad U y dentro de la Modalidad Q, los 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: proveedores que solo dispongan de Modalidad Q sin 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 UPs que puedan presentar coste de arranque en su oferta al proceso de solución de restricciones técnicas:

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 consecutivos.

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

8. Pruebas de habilitación para la prestación basada en consignas en tiempo real (TR) y de consigna fija de U o Q

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, la implementación de las rampas de U y Q, el comportamiento en situación de emergencia, y la capacidad reactiva técnica total declarada por los proveedores que debe ser como mínimo la capacidad obligatoria requerida por la normativa vigente. En ese sentido, enviará al CCGD del proveedor consignas de tensión y de reactiva para validar la Modalidad U, la Q y la adecuada transición automática entre ellas por parte del proveedor. 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, 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.

El operador de sistema podrá exceptuar, adaptar o simplificar alguna de las fases de prueba anteriores, especialmente en el caso de habilitación para seguimiento de consignas fijas.

9. Medidas para el control de la tensión coordinado en los transformadores frontera de red de transporte con red de distribución

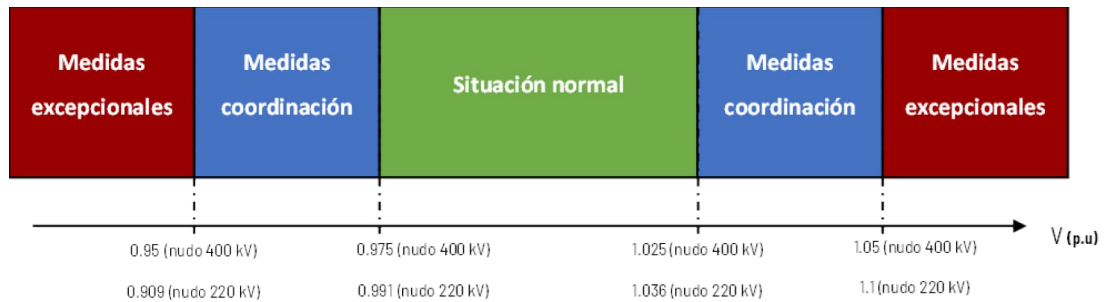
Las medidas para el control de tensión recogidas en este apartado a los transformadores frontera de la RdT con la RdD que cumplan con las siguientes condiciones:

- 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.

Previamente a la activación de las medidas para llevar a cabo el control de la tensión en el punto frontera transporte-distribución recogidas en este apartado, el OS y los GRD deberán gestionar adecuadamente los recursos disponibles a tal fin en sus respectivas redes. La activación de cada uno de estos recursos dependerá de las condiciones de la red y de su disponibilidad en cada escenario.

Siempre que la tensión de los nudos piloto de la RdT de la misma zona eléctrica⁽¹³⁾ 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.

⁽¹³⁾ A efectos de los apartados 9 y 10.4 del presente procedimiento, entiéndase toda referencia a «zona eléctrica» como toda zona definida por el OS, en coordinación con los GRD, para el control de tensión coordinado en el punto frontera de red de transporte con red de distribución.



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 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.

La activación y desactivación de las medidas de coordinación y de las medidas excepcionales para el control de tensión en el punto frontera se llevará a cabo a través de la emisión, por parte del OS al GRD, de la correspondiente instrucción vía telefónica o a través de cualquier sistema automático que lo sustituya.

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.a.

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]:

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

Siendo:

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

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

En caso de incumplimiento, la energía reactiva horaria penalizable se calcula como el desvío entre $\int Q$ y $Q_{\text{requerida 1}}$ o $Q_{\text{requerida 2}}$ 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 ($Q_{\text{obligatoria}}$) 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: $Q \geq Q_{\text{obligatoria}} - \varepsilon_Q$

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

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

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

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

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 bajo el ámbito del apartado 6.2 y la prestación básica basada en consignas fijas bajo el ámbito del apartado 6.1.1.b.

El OS deberá realizar un muestreo de las telemidas 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 o si el generador se encuentra saturado a su ($Q_{adicional} + Q_{obligatoria}$) en el mismo sentido que la $Q_{requerida}$:

$$\text{Si: } Q_{requerida} = 0:$$

$$|Q| < \varepsilon_Q$$

$$\text{Si: } Q_{requerida} > 0:$$

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

$$\text{Si: } Q_{requerida} < 0$$

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

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: muestras válidas en las que Q vaya en el mismo sentido que $Q_{requerida}$.

n: número total de muestras analizadas en la hora p: el proveedor evaluado.

$Q_{RET_XXX_OBL\ i}$: telemida 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 restándole su capacidad reactiva adicional asignada en aquellos casos en que la consigna supere a la suma de las capacidades obligatoria y adicional.

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.

$$\text{Si: } Q_{requerida} = 0$$

$$\text{Si: } Q > 0$$

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

$$\text{Si: } Q < 0$$

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

$$\text{Si: } Q_{requerida} > 0$$

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

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

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

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

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

Si: $Q > Q_{requerida}$

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

Si: $Q_{requerida} < 0$

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

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

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

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

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

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 1.000 Mvarh, lo pondrá en conocimiento del centro de control delegado de la instalación de enlace. Adicionalmente, el OS podrá comunicar, previa conformidad con la CNMC, a dicho centro de control 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 dos años tras la primera comunicación enviada por el OS.

Si dicha compensación no se ha producido transcurrido el periodo de adaptación, los proveedores estarán sujetos a las penalizaciones por incumplimiento de su capacidad reactiva obligatoria conforme se desarrolla en el apartado correspondiente del P.O. 14.4. La penalización será 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. Estas penalizaciones serán aplicadas a todos los proveedores conectados al mismo PCR de la red de transporte a través de instalaciones de conexión comunes de forma mancomunada conforme al reparto de responsabilidades que acuerden y comuniquen al Operador del Sistema los distintos productores, titulares de instalaciones de almacenamiento y titulares de hibridaciones de éstas, conforme lo dispuesto en el artículo 21.5 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre. En caso de que no se comunique al Operador del Sistema este reparto de responsabilidades para el caso de incumplimiento de la obligación de compensación de aporte de reactiva de las instalaciones de conexión, el reparto de la penalización se aplicará por el Operador del Sistema de forma proporcional a la capacidad de acceso que recojan sus permisos de acceso y conexión conforme lo dispuesto en el mencionado artículo 21.5 de la Ley 24/2013.

Se considerará que la energía reactiva consumida o generada por las instalaciones de conexión existentes va en contra de las necesidades del sistema, cuando:

- Durante el período en el que la tensión en el PCR está por encima de U_s , la instalación genera energía reactiva neta.
- Durante el período en el que la tensión en el PCR está por debajo de U_i , la instalación consume energía reactiva neta.

Siendo U_s y U_i definidos en el anexo 2.

Se realizará un cómputo a nivel horario para calcular el acumulado de energía reactiva mensual consumida o generada en contra de las necesidades del sistema. Para ello, se analizarán los períodos horarios correspondientes determinados en el anexo 2.

11. Liquidación de la provisión del servicio

La prestación básica general (6.1.1 a) y la prestación de consigna en U (6.1.2) de control de tensión no llevan asociado un derecho de cobro, sin embargo, su incumplimiento conlleva una obligación de pago.

La prestación básica de seguimiento de consigna fija (6.1.1 b) y la prestación obligatoria basada en consignas en TR, así como 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 y revisados en el cierre. 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 y a las obligaciones de pago asociados a la energía reactiva obligatoria será:

– Para la prestación de seguimiento de consignas en tiempo real se aplicará un precio de retribución de 2 €/Mvarh en horas con producción neta positiva, y de $0.05 * 1.15 * \max(0, p_{ma}) + 5$ €/Mvarh en horas con producción neta negativa o cero, siendo p_{ma} el precio medio aritmético del mercado diario en cada hora. Se aplicará un precio de retribución de 2.7 €/MW-día a la potencia instalada siempre que a nivel mensual preste al menos el 50 % de la energía reactiva obligatoria requerida en condiciones de producción neta negativa o cero. Las penalizaciones se computan con un precio de 1.2 veces el precio de retribución: $1.2 * 2$ €/Mvarh para horas con producción neta positiva y $1.2 * (0.05 * 1.15 * \max(0, p_{ma}) + 5)$ €/Mvarh para horas con producción neta negativa o cero.

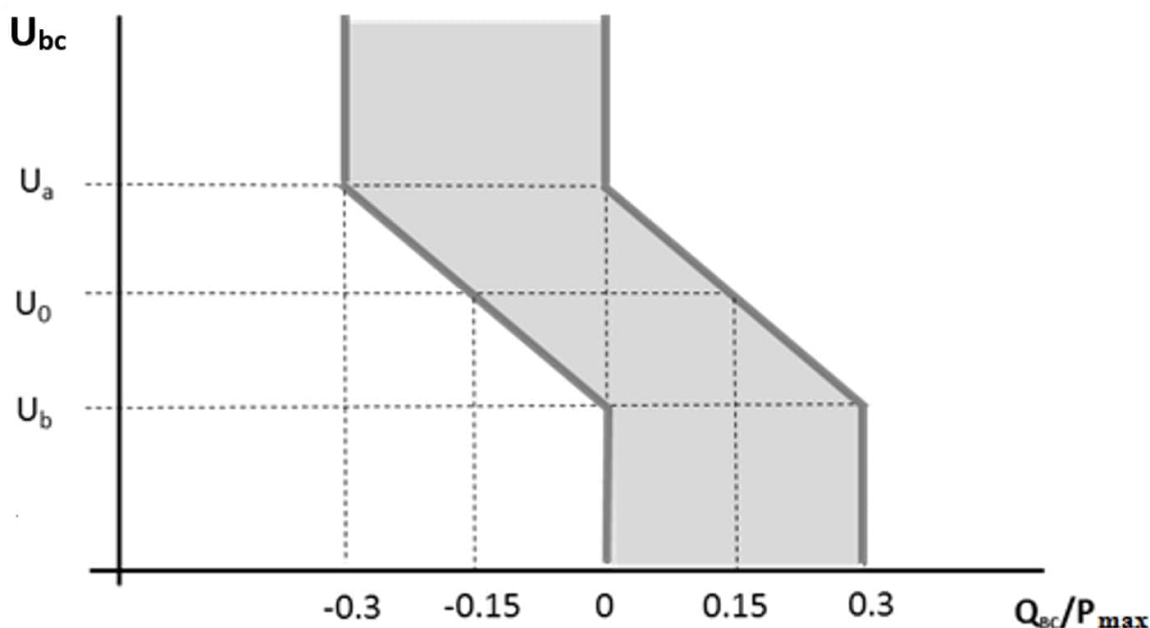
– Para la prestación básica de seguimiento de consigna fija se aplicará un precio de retribución de 0 €/Mvarh en horas con producción neta positiva, y de $0.05 * 1.15 * \max(0, p_{ma}) + 4$ €/Mvarh en horas con producción neta negativa o cero. Se aplicará un precio de retribución de 0.7 €/MW-día a la potencia instalada siempre que a nivel mensual preste al menos el 50 % de la energía reactiva obligatoria requerida en condiciones de producción neta negativa o cero. Las penalizaciones se computan con un precio de 1 €/Mvarh para horas con producción neta positiva y $1.2 * (0.05 * 1.15 * \max(0, p_{ma}) + 4)$ €/Mvarh para horas con producción neta negativa o cero.

Se aplicará un valor de 1 €/Mvarh al incumplimiento de la prestación básica general (6.1.1 a) y la prestación de consigna en U (6.1.2), y de 1 €/Mvarh 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 será nula siempre que el proveedor 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, como se muestra en la siguiente tabla.

	Red de 400 kV	Red de 220 kV	Redes de conexión a transporte < 220 kV
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

Los valores de la tabla anterior que hacen referencia a redes de conexión a transporte inferiores a 220 kV, se refieren a instalaciones bajo el ámbito del apartado 6.1.2 conectadas a la red de transporte, pero cuyas barras de central es un nivel de tensión inferior a 220 kV.

El Operador del sistema podrá determinar, durante el periodo temporal que estime justificado para cada instalación, unas capacidades de reactiva obligatoria en barras de central adaptadas a las capacidades máximas de instalaciones con puesta en marcha previa al 18 de marzo de 2000, debidamente justificadas en función de la tecnología de cada instalación, su funcionamiento histórico y la eficiencia económica. Esta justificación se realizará mediante un informe que el titular de la instalación remitirá al Operador del sistema. Las solicitudes de adaptación de las capacidades de potencia reactiva obligatoria remitidas al operador del sistema con una antelación inferior a tres meses respecto al inicio de aplicación de la prestación básica, es decir, con posterioridad al 1 de octubre

de 2025, solo podrán ser admitidas si concurre un cambio imprevisto de circunstancias con impacto directo sobre la capacidad de control de tensión de la instalación.

Las instalaciones para las que se haya realizado esta adaptación deberán comunicar al Operador del Sistema cualquier modificación sustancial que se produzca en sus instalaciones, proceso de renovación, sustitución de sus equipos principales o ampliación del periodo de vigencia de la autorización o de la concesión que les habilita para la explotación para que efectúe una nueva valoración en los términos previstos en el párrafo anterior.

En ambos casos, el operador del sistema podrá requerir información complementaria al sujeto para su valoración y en caso de consideración final positiva procederá a comunicarla a la CNMC. En el caso de solicitudes remitidas al operador del sistema antes del 1 de octubre de 2025, mientras dicho operador del sistema no haya completado el proceso de valoración, no se aplicará a la instalación afectada penalización por incumplimiento de la prestación básica, ni podrá participar en la vertiente voluntaria del servicio. Para las solicitudes presentadas con posterioridad, se mantendrá la aplicación de penalizaciones durante el proceso de valoración.

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: 390-410 kV. Siendo el valor considerado para la validación del apartado 10.2 $U_c = 400$ kV.
- Red de 220 kV: 218-228 kV Siendo el valor considerado para la validación del apartado 10.2 $U_c = 223$ 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 pública 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. El OS podrá definir valores distintos en función de las características del proveedor y de las condiciones particulares de la red.

Variables:

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

Q_{max} [Mvar] para el caso de:

Participación individual: $Q_{max} = 30 \% P_{max}$.

Participación conjunta: $Q_{max} = 30 \% \sum P_{max}$ de cada instalación.

Instalaciones híbridas: $Q_{max} = 30 \% \sum P_{max}$ de cada módulo.

Q [Mvar]: teled medida de potencia reactiva en BC/PPS.

P [MW]: teled medida de potencia activa en BC/PPS En la Modalidad U:

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

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

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

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

Parámetro	Descripción	Valor
Muestreo	N.º muestras analizadas en cada periodo.	12.
dB	Banda muerta mod. U.	0 kV.
K	Ganancia mod. U (apdos 10.2 y 10.3).	30.
ε_Q	Tolerancia de reactiva.	<p>Para la validación del apartado 10.3, para las instalaciones a las que les aplican las capacidades del apartado 6.1.1, la ε_Q valdrá:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Para $P \leq 0$: Q_{req}, cuando: $\text{abs}(Q \text{ medida}) \leq \text{abs}(Q_{\text{req}})$, y Q medida está en el sentido de la Q_{req}. 5 % Q_{max} con valor mínimo de 0,25 Mvar y máximo de 5 Mvar cuando: $\text{abs}(Q \text{ medida}) > \text{abs}(Q_{\text{req}})$. $(Q_{\text{req}} + 5 \% Q_{\text{max}})$ con valor mínimo de $(Q_{\text{req}} + 0,25 \text{ Mvar})$ y máximo de $(Q_{\text{req}} + 5 \text{ Mvar})$ cuando: Q medida está en el sentido contrario de Q_{req}. 15 % Q_{max} con valor mínimo de 0,5 Mvar y máximo de 15 Mvar cuando: $Q_{\text{req}} = 0$. - Para el resto de casos (10.3), la ε_Q valdrá: 15 % Q_{max} con valor mínimo de 0,5 Mvar y máximo de 15 Mvar cuando: $\text{abs}(Q_{\text{req}}) \leq 15 \% Q_{\text{max}}$. 15 % Q_{max} con valor mínimo de 0,5 Mvar y máximo de 15 Mvar cuando: $\text{abs}(Q_{\text{req}}) > 15 \% Q_{\text{max}}$, y Q medida está en el sentido de la Q_{req} y $\text{abs}(Q_{\text{medida}}) > \text{abs}(Q_{\text{req}})$. 5 % Q_{max} con valor mínimo de 0,25 Mvar y máximo de 5 Mvar cuando: $\text{abs}(Q_{\text{req}}) > 15 \% Q_{\text{max}}$, y Q_{medida} está en el sentido de la Q_{req} y $\text{abs}(Q_{\text{medida}}) < \text{abs}(Q_{\text{req}})$. 5 % Q_{max} con valor mínimo de 0,25 Mvar y máximo de 5 Mvar cuando: $\text{abs}(Q_{\text{req}}) > 15 \% Q_{\text{max}}$, y Q_{medida} está en el sentido contrario de la Q_{req}. Para la validación del apartado 10.2 la ε_Q valdrá: 5 % Q_{max} con valor mínimo de 0,25 Mvar y máximo de 5 Mvar.
ε_V	Tolerancia de tensión.	10kV en red 400kV. 4 5 kV en red 220kV. 5 a publicar por el OS en redes < 220kV.
U_s	Tensión superior (apdo 10.5)	410 kV para el nivel de 400 kV. 228 kV para el nivel de 220 kV.
U_i	Tensión inferior (apdo 10.5)	390 kV para el nivel de 400 kV. 218 kV para el nivel de 220 kV.
Períodos horarios analizados para el cálculo del acumulado de energía reactiva mensual conforme al apartado 10.5		H1, H2, H3, H4, H5, H6, H7, H23, H24.

Parámetro	Descripción	Valor
Ru	Rampa en seguimiento de consigna de tensión (apdo 6.2)	0.33 % Un / 1min.
Rq	Rampa en seguimiento de consigna de reactiva (apdo 6.2)	10 % Qmax / 1min.

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.	En el día D-1: para cada mercado y para cada período, una asignación de capacidad de generar reactiva o de absorber reactiva. En TR: únicamente para el mercado zonal, períodos y sentido indicado por el OS.
Oferta técnica mínima de capacidad.	1 Mvar.
Mínima capacidad asignable.	0,1 Mvar
Resolución del precio.	0,01 EUR/Mvar.
Remuneración.	Al precio de oferta más los términos específicos.
Tipos de ofertas admitidas.	Simplees divisibles.
Resolución del período de programación.	Diario: 1 hora. TR: 1 minuto en el período en curso y 1 hora los siguientes períodos.
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.	± 0,1 Mvar.
Coefficiente de penalización kpen.	1,2.
Límite máximo de variación de capacidad reactiva asignada.	25 Mvar/min.

ANEJO 2

Modificación del P.O. 14.4 Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema

Único.

Se modifica el apartado 29 Servicio de control de tensión de la sección VII Liquidación de otros conceptos, que queda redactado del siguiente modo:

«29. Servicio de control de tensión.

29.1 Prestación básica.

La energía reactiva generada y absorbida de la prestación básica siguiendo una consigna fija según el apartado 6.1.1 b) del PO 7.4 dará lugar en cada hora a un derecho de cobro para cada unidad u que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCQB = QBP \times PQBP + QBN \times PQBN$$

siendo:

QBP = Energía reactiva retribuable (suma de la generada y absorbida), calculada según el apartado 10.3 del PO 7.4, en horas con producción neta positiva.

PQBP = 0 €/Mvarh, conforme al apartado 11 del PO 7.4.

QBN = Energía reactiva retribuable (suma de la generada y absorbida), calculada según el apartado 10.3 del PO 7.4, en horas con producción neta negativa o cero.

PQBN = $(0,05 \times 1,15 \times \max(0, PMA) + 4)$ €/Mvarh, conforme al apartado 11 del PO 7.4.

donde:

PMA = Precio horario medio aritmético del mercado diario.

Adicionalmente, las unidades con instalaciones que presten el servicio de seguimiento de consigna fija tendrán un derecho de cobro diario para cada unidad u que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCQBDI = POTQB \times PPOTQB$$

siendo:

POTQB = Suma de la potencia instalada de las instalaciones de la unidad u que han prestado al menos el 50 % de la energía reactiva obligatoria requerida en el mes en condiciones de producción neta negativa o cero, en MW.

PPOTQB = 0,7 €/MWdía, conforme al apartado 11 del PO 7.4.

El incumplimiento de la prestación básica general (apartado 6.1.1.a del PO 7.4) y de la prestación de consigna en U (6.1.2) del servicio de control de tensión dará lugar en cada hora a una obligación de pago para cada unidad u que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPQBIN = - QBIN \times PQBIN$$

siendo:

QBIN = Capacidad reactiva penalizable, calculada según los apartados 10.1 y 10.2 del PO 7.4.

PQBIN = Precio por incumplimiento de dichas prestaciones del servicio de control de tensión. Este precio es de 1 €/Mvarh, conforme al apartado 11 del PO 7.4.

El incumplimiento de la prestación básica siguiendo una consigna fija según el apartado 6.1.1 b) del PO 7.4 dará lugar en cada hora a una obligación de pago para cada unidad u que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPQBIN = - QBPIN \times PQBINF - QBNIN \times PQBN \times 1,2$$

siendo:

QBPIN = Energía reactiva obligatoria penalizable (suma de generada y absorbida), calculada según el apartado 10.3 del PO 7.4, en horas con producción neta positiva.

PQBINF = Precio por incumplimiento de dichas prestaciones del servicio de control de tensión. Este precio es de 1 euro/Mvarh, conforme al apartado 11 del PO 7.4, en horas con producción neta positiva.

QBNIN = Energía reactiva obligatoria penalizable (suma de generada y absorbida), calculada según el apartado 10.3 del PO 7.4, en horas con producción neta negativa o cero.

29.2 Capacidad reactiva obligatoria de la prestación basada en consignas en tiempo real.

La energía reactiva obligatoria (generada y absorbida) de la prestación del servicio de control de tensión basada en consignas en tiempo real dará lugar en cada hora a un derecho de cobro para cada unidad u que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCQO = QOP \times PQOP + QON \times PQON$$

siendo:

QOP = Energía reactiva obligatoria retribuable (suma de la generada y absorbida), calculada según el apartado 10.3 del PO 7.4, en horas con producción neta positiva.

PQOP = 2 €/Mvarh, conforme al apartado 11 del PO 7.4.

QON = Energía reactiva obligatoria retribuable (suma de la generada y absorbida), calculada según el apartado 10.3 del PO 7.4, en horas con producción neta negativa o cero.

PQON = $(0,05 \times 1,15 \times \max(0, PMA) + 5)$ €/Mvarh, conforme al apartado 11 del PO 7.4.

donde:

PMA = Precio horario medio aritmético del mercado diario.

Adicionalmente, las unidades con instalaciones que presten el servicio de seguimiento de consignas en tiempo real tendrán un derecho de cobro diario para cada unidad u que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCQODI = POTQO \times PPOTQO$$

siendo:

POTQO = Suma de la potencia instalada de las instalaciones de la unidad u que han prestado al menos el 50 % de la energía reactiva obligatoria requerida en el mes en condiciones de producción neta negativa o cero, en MW.

PPOTQO = 2,7 €/MWdia, conforme al apartado 11 del PO 7.4.

El incumplimiento de la energía reactiva obligatoria de la prestación del servicio de control de tensión basada en consignas en tiempo real dará lugar en cada hora a una obligación de pago para cada unidad u que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPQOIN = (- QOINP \times PQOP - QOINN \times PQON) \times 1,2$$

siendo:

QOINP = Energía reactiva obligatoria penalizable (suma de la generada y absorbida), calculada según el apartado 10.3 del PO 7.4, en horas con producción neta positiva.

QOINN = Energía reactiva obligatoria penalizable (suma de la generada y absorbida), calculada según el apartado 10.3 del PO 7.4, en horas con producción neta negativa o cero.

29.3 Capacidad reactiva adicional de la prestación basada en consignas en tiempo real.

La asignación de capacidad reactiva adicional de la prestación del servicio de control de tensión basada en consignas en tiempo real dará lugar en cada período de programación a un derecho de cobro para cada unidad u y para cada sentido (absorción/generación) que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCQA = \sum (QA_{b,s,m} \times PQA_{b,s,m}) - \sum QADES_m \times PQADES_m$$

siendo:

$QA_{b,s,m}$ = Capacidad reactiva adicional asignada a la unidad u en el mercado zonal m en la sesión s del bloque b .

$PQA_{b,s,m}$ = Precio de la oferta de la unidad u en el mercado zonal m en la sesión s del bloque b .

$QADES_m$ = Capacidad reactiva adicional desasignada a la unidad u en el mercado zonal m .

$$PQADES_m = \sum (QA_{b,s} \times PQA_{b,s}) / \sum QA_{b,s}$$

En el caso de unidades de grupos térmicos o hidráulicos, híbridos o no, se anotará en cada período de programación un derecho de cobro para cada unidad u que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCQAr = \sum CQh + (CAF/NarrF + CAC) / NarrC + NarrA \times CAA / NAA$$

siendo:

CQh = Término en euros de la oferta de control de tensión de la unidad u .

NarrF = Número de periodos de programación que han requerido el arranque en frío de la unidad u programados para el servicio de control de tensión.

NarrC = Número de periodos de programación que han requerido el arranque en caliente de la unidad u programados para el servicio de control de tensión.

CAF = Coste del arranque en frío del término específico de la oferta de restricciones de la unidad u en el caso de grupos térmicos, en caso de que exista un arranque programado frío en dicho periodo.

CAC = Coste del arranque en caliente del término específico de la oferta de restricciones de la unidad u en el caso de grupos térmicos, en caso de que exista un arranque programado caliente en dicho periodo.

NarrA = Número de turbinas de gas adicionales arrancadas de ciclos combinados multieje para el servicio de control de tensión de la unidad u .

CAA = Coste del arranque de una turbina de gas adicional de ciclos combinados multieje.

NAA = Número de períodos de programación que han requerido arranque adicional de turbinas de gas en ciclos combinados multieje para el servicio de control de tensión de la unidad u .

La consideración de la existencia de un arranque programado por control de tensión, del número y tipo de arranque vendrá determinado de acuerdo con lo establecido en el P.O.7.4.

Los arranques programados se verificarán con la medida, comprobando en cada período de programación que la medida es mayor o igual que su mínimo técnico y comprobando que exista algún período anterior con medida menor que cero; se comprobará el tipo específico de arranque (frío o caliente), teniendo en cuenta que un arranque programado como frío al ser revisado puede convertirse en un arranque en caliente de acuerdo con las medidas recibidas, pero no al revés. Se tendrán en consideración para ello las medidas de la unidad en las últimas 5 horas del día anterior al día objeto de liquidación.

En el caso de ciclos combinados multiejes, los arranques programados de turbinas de gas adicionales se revisarán comprobando en cada período de programación que la medida de cada turbina es mayor o igual que su mínimo técnico y comprobando que exista algún período anterior con medida horaria menor que cero.

En caso de incumplimiento según medida de un arranque programado, se anotará una obligación de pago a la unidad en cada período de programación donde el arranque no haya sido realizado calculada según la siguiente fórmula:

$$OPQAINAR = - (CAF/NarrF + CAC/NarrC)$$

$$OPQAINAA = - (NarrA \times CAA / NAA)$$

El incumplimiento de la asignación de capacidad reactiva adicional de la prestación del servicio de control de tensión basada en consignas en tiempo real dará lugar en cada período de programación a una obligación de pago para cada unidad u y para cada sentido (absorción/generación) que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPQAIN = - \sum QAIN_m \times PQAIN_m \times 1,2$$

siendo:

$QAIN_m$ = Capacidad reactiva adicional incumplida de la unidad u en el mercado zonal m según el apartado 10.3 del P.O. 7.4 y, en su caso, de acuerdo con los programas establecidos en el mercado intradiario.

$PQAIN_m$ = Precio medio de la capacidad asignada a la unidad u en el mercado zonal m .

Donde:

$$PQAIN_m = (DCQA + DCQAr + OPQAINAR + OPQAINAA) / (\sum QA_{b,s} - \sum QADES_m)$$

29.4 Penalización por incumplimiento de la compensación reactiva de las instalaciones de conexión.

El incumplimiento de la compensación del aporte de reactiva de las instalaciones de conexión dará lugar en cada hora a una obligación de pago para cada unidad u que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPQCIN = QCIN \times PQCIN$$

siendo:

QCIN = Energía reactiva calculada según el apartado 10.5 del PO 7.4.

PQCIN = Precio por incumplimiento de la compensación reactiva de las instalaciones de conexión. Este precio es de 1 euro/Mvarh, conforme al apartado 11 del PO 7.4.

DCQO = Derecho de cobro por la energía reactiva obligatoria (generada y absorbida) de la prestación del servicio de control de tensión basada en consignas.

OPQOIN = Obligación de pago por el incumplimiento de la energía reactiva obligatoria de la prestación del servicio de control de tensión basada en consignas.

DCQA = Derecho de cobro por la asignación de capacidad reactiva adicional.

OPQAIN = Obligación de pago por el incumplimiento de la capacidad reactiva adicional.

DCQAr = Derecho de cobro por arranque de las unidades de grupos térmicos o hidráulicos.

OPQAINAR = Obligación de pago por el incumplimiento de arranques.

OPQAINAA = Obligación de pago por el incumplimiento del arranque de una turbina de gas adicional de ciclos combinados multieje.

29.5 Coste del servicio de control de tensión.

El coste del servicio de control de tensión (SCT) se calcula como la suma de los derechos de cobro y las obligaciones de pago de los apartados 29.1 a 29.4. Si la suma es positiva será un coste y si es negativa será un ingreso.

En el caso de los derechos de cobros diarios, DCQBDI y DCQODI, de las instalaciones que presten el servicio de consigna fija y en tiempo real establecidos en los apartados 29.1 y 29.2, el coste horario se calculará dividiendo el importe diario entre el número de horas del día.

El coste SCT se integrará en el coste horario agregado de los servicios de ajuste del sistema que se liquidará a la demanda en proporción a su consumo en barras de central.»