

TRÁMITE DE AUDIENCIA DE LA PROPUESTA DE RESOLUCIÓN POR LA QUE SE MODIFICAN LOS PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN 3.1, 3.6, 7.4, 9.1 Y 14.4 PARA EL DESARROLLO DE UN SERVICIO DE CONTROL DE TENSIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO PENINSULAR ESPAÑOL

(DCOOR/DE/005/24)

CONSEJO. SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidenta

D. Pilar Sánchez Núñez

Consejeros

D. Josep Maria Salas Prat

D. Carlos Aguilar Paredes

Secretaria

D^a. María Ángeles Rodríguez Paraja

En Madrid, a xx de xx de 2024

De acuerdo con la función establecida 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, resuelve:

TABLA DE CONTENIDO

ANTECEDENTES DE HECHO	3
FUNDAMENTOS DE DERECHO.....	6
Primero. Habilitación competencial para aprobar estos procedimientos	6
Segundo. Síntesis de la propuesta del operador del sistema	7
Procedimiento de operación 7.4	7
Procedimiento de operación 3.1	16
Procedimiento de operación 3.6	17
Procedimiento de operación 9.1	17
Procedimiento de operación 14.4	17
Tercero. Consideraciones sobre la propuesta	18
Tercero.1. Diversidad de regulación aplicable.....	¡Error! Marcador no definido.
Tercero.2. Sobre la existencia de una capacidad mínima obligatoria y una prestación básica	¡Error! Marcador no definido.
Tercero.3. Sobre la no unificación de la capacidad mínima obligatoria entre tecnologías.....	21
Tercero.4. Sobre la penalización en la prestación básica	22
Tercero.5. Sobre la introducción de prestación dinámica retribuida	24
Tercero.6. Sobre los valores de incentivo y penalización	26
Tercero.7. Sobre la supervisión de la compensación del aporte de reactiva de las instalaciones de conexión de los proveedores del servicio	26
Tercero.8. Sobre la compatibilidad entre la prestación del servicio y el término de reactiva de la circular 3/2020 de la CNMC	29
Tercero.9. Plazo para la implementación del servicio	30
RESUELVE	31
ANEXO: PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN	32

ANTECEDENTES DE HECHO

Primero. La Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, modificada por el Real Decreto-Ley 1/2019, en su artículo 7, acerca de la supervisión y control en el sector eléctrico y en el sector del gas natural, determina en su apartado primero la potestad de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia de establecer, mediante circular, las metodologías relativas a la prestación de servicios de balance y de no frecuencia del sistema eléctrico que, desde el punto de vista de menor coste, de manera justa y no discriminatoria proporcionen incentivos adecuados para que los usuarios de la red equilibren producción y consumo.

Segundo. En fecha 2 de diciembre de 2019, se publicó en el Boletín Oficial del Estado la Circular 3/2019, de 20 de noviembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen las metodologías que regulan el funcionamiento del mercado mayorista de electricidad y la gestión de la operación del sistema.

Tercero. En desarrollo de la Circular 3/2019, 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, determinó cuáles son los servicios de ajuste de no frecuencia que requiere el sistema eléctrico español. Así recoge en su artículo 6 que los servicios de no frecuencia considerados en el sistema eléctrico peninsular español son el servicio de control de tensión y el servicio de arranque autónomo. Establece además que la CNMC debe desarrollar las metodologías relativas a su prestación, incluyendo su régimen retributivo. En el artículo 9 de dicha resolución se establece que el control de tensión es un servicio de no frecuencia compuesto por una prestación mínima obligatoria y una prestación adicional potestativa basada en mecanismos de mercado. Pudiendo la participación mínima obligatoria establecerse en forma de entrega obligatoria o de presentación de oferta obligatoria.

Cuarto. El capítulo X de la citada Circular 3/2019 detalla el procedimiento para la aprobación de metodologías, condiciones, reglas de funcionamiento de los mercados y procedimientos de operación y proyectos de demostración. En particular, establece en su artículo 23.2 que los Operadores deberán presentar a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia las propuestas necesarias para la implementación de las metodologías y condiciones, previa consulta a los sujetos interesados sobre sus propuestas.

Quinto. A tal fin con fecha 13 de marzo de 2024, tuvo entrada en la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia (CNMC) un escrito de Red Eléctrica, en su calidad de operador del sistema, que incluía la Propuesta de Procedimientos de Operación adaptados al nuevo servicio de control de tensión peninsular español, incluyendo una revisión completa del procedimiento de operación (P.O.) del sistema 7.4 *Servicio de control de tensión*, así como la adaptación de los procedimientos de operación 3.1 *Proceso de programación*, 3.6 *Comunicación y tratamiento de las indisponibilidades de las unidades de generación, demanda y almacenamiento*, 9.1 *Intercambios de información relativos al proceso de programación*, y 14.4 *Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema*. Todo ello con el objeto de incluir en los citados procedimientos aquellos aspectos necesarios para la retribución del nuevo servicio, prever el intercambio de la información necesaria entre el operador del sistema y los sujetos prestadores del servicio, y encajar el proceso de contratación de capacidad reactiva adicional en los procesos de mercado convocados el día anterior a la entrega. Adicionalmente, el escrito se acompañó de un informe justificativo de los cambios incorporados en el texto de los procedimientos, así como de los comentarios recibidos de los sujetos interesados.

Las propuestas habían sido previamente sometidas a consulta pública por el operador del sistema, a través de su página web, entre el 17 de noviembre de 2023 y el 17 de febrero de 2024, dando cumplimiento al trámite exigido por la Circular 3/2019 de la CNMC.

Sexto. La propuesta fue precedida por dos proyectos piloto de control de tensión, uno abierto a todas las tecnologías y otro específico para demanda, que permitieron analizar, respectivamente, la viabilidad técnica, económica y competitiva de un servicio de control de tensión basado en mercados zonales y el potencial de las instalaciones de demanda para proporcionar control de tensión.

En el primer proyecto demostrativo regulatorio de control de tensión participaron exclusivamente instalaciones de generación. Estuvo en funcionamiento entre febrero y julio de 2023 en las zonas de Galicia (21 proveedores con un total de 797 Mvar) y Andalucía (21 proveedores con un total de 2110 Mvar) y con la participación tanto de generación térmica convencional como de nuevas instalaciones renovables, incluidas eólicas y fotovoltaicas. Este proyecto ha permitido comprobar la viabilidad técnica del nuevo servicio de control de tensión basado mercados zonales con consignas en tiempo real a los proveedores a través de sus Centros de Control.

El segundo proyecto demostrativo regulatorio de control de tensión para la demanda, viene motivado por el sistema actual de peajes que penaliza exclusivamente los excesos de consumo de energía reactiva, lo que choca frontalmente con las necesidades actuales del sistema eléctrico especialmente en horas valle, con líneas descargadas y exceso de generación de reactiva que deriva en problemas de sobretensiones. Para resolver este problema, el proyecto demostrativo exige mantener un factor de potencia inductivo y lleva asociada una retribución igual a 8 €/MVArh, aplicable a la energía reactiva consumida hasta un máximo igual al 10% de la energía activa (MWh) en las horas en que este consumo beneficia al sistema, es decir, entre las 0 y las 8 horas de días laborales, así como fines de semana y festivos nacionales completos, y exime a su vez, de la penalización por exceso de consumo de reactiva. Se contempla la posibilidad de que en casos excepcionales el operador del sistema pueda requerir un factor de potencia específico a una zona o consumidor, en cuyo caso, si se cumple el servicio, la retribución propuesta es mayor, de 1,6 €/MWh consumido en cada hora. Cabe señalar que la participación en el proyecto es voluntaria y abierta a todos los consumidores conectados a la red de transporte o a la red de distribución sujetos a los peajes 6.3 y 6.4 de la Circular 3/2020. El proyecto iniciado en febrero de 2024 ha sido abierto en julio de 2024 a consumidores participantes bajo los peajes 6.2 y 6.1

Séptimo. Tras analizar la propuesta recibida del operador del sistema, a la vista de la experiencia obtenida de ambos proyectos demostrativos, y de acuerdo con la Disposición Transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, con fecha 18 de noviembre de 2024, se dio trámite de audiencia, enviando al Consejo Consultivo de Electricidad la *“Propuesta de Resolución por la que se modifican los procedimientos de operación 3.1, 3.6, 7.4, 9.1 y 14.4 para el desarrollo de un servicio de control de tensión en el sistema eléctrico peninsular español”*. 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 20 días hábiles.

Octavo. Con fecha 18 de noviembre de 2024, se remitió la propuesta de resolución a la Dirección General de Política Energética y Minas, del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, para que pudiera aportar sus comentarios.

FUNDAMENTOS DE DERECHO

Primero. Habilitación competencial para aprobar estos procedimientos

La Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, modificada por el Real Decreto-Ley 1/2019, en su artículo 7, acerca de la supervisión y control en el sector eléctrico y en el sector del gas natural, establece en su punto 8 que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia debe determinar las reglas de los mercados organizados en su componente normativa, en aquellos aspectos cuya aprobación corresponda a la autoridad regulatoria nacional, de conformidad con las normas del derecho comunitario europeo, y además determina en su apartado 1.c) la potestad de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia de establecer, mediante circular, las metodologías relativas a la prestación de servicios de balance y de no frecuencia del sistema eléctrico que, desde el punto de vista de menor coste, de manera justa y no discriminatoria proporcionen incentivos adecuados para que los usuarios de la red equilibren su producción y consumo.

La Circular 3/2019, de 20 de noviembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, establece las metodologías que regulan el funcionamiento del mercado mayorista de electricidad y la gestión de la operación del sistema, incluidos los servicios de no frecuencia, y en particular el servicio de control de tensión.

Por otra parte, 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, determina cuáles son los servicios de ajuste de no frecuencia que requiere el sistema eléctrico español. Así recoge en su artículo 6 que los servicios de no frecuencia considerados en el sistema eléctrico peninsular español son el servicio de control de tensión y el servicio de arranque autónomo. Establece además que la CNMC debe desarrollar las metodologías relativas a su prestación, incluyendo su régimen retributivo.

Al amparo de esas competencias, y teniendo en cuenta las circunstancias de hecho previamente expuestas, la CNMC considera conveniente aprobar la revisión del procedimiento de operación 7.4 *Servicio de control de tensión*, así como la adaptación de los procedimientos de operación 3.1. *Proceso de*

programación, 3.6 Comunicación y tratamiento de las indisponibilidades de las unidades de generación, demanda y almacenamiento, 9.1 Intercambios de información relativos al proceso de programación y 14.4 Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema, con objeto de incluir aquellos aspectos necesarios para la retribución del nuevo servicio, intercambio de información necesaria entre el operador del sistema y los sujetos prestadores del servicio, y encajar el proceso de contratación de capacidad reactiva adicional en los procesos de mercado convocados el día anterior a la entrega.

Segundo. Síntesis de la propuesta del operador del sistema

La presente resolución aprueba una profunda modificación del procedimiento de operación 7.4 *Servicio de control de tensión*, así como la adaptación de los procedimientos de operación 3.1. *Proceso de programación; 3.6 Comunicación y tratamiento de las indisponibilidades de las unidades de generación, demanda y almacenamiento; 9.1 Intercambios de información relativos al proceso de programación y 14.4 Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema*.

El objeto de la revisión del PO7.4 es la regulación del servicio de control de tensión previsto en las Condiciones aplicables a los servicios de no frecuencia, aprobadas por Resolución de la CNMC de 8 de septiembre de 2022. Al margen de los aspectos técnicos del nuevo servicio, la novedad más importante de esta propuesta es la introducción de mecanismos de retribución cuando el servicio de control de tensión es prestado en su modalidad más exigente, es decir, con seguimiento de consignas en tiempo real. Adicionalmente, implementa un mecanismo de mercado para la provisión de capacidad de control por encima de la obligatoria. Permite pues alinear dicho servicio con los requerimientos establecidos en los artículos 3 y 5 de la directiva 2019/944 que abogan por mecanismos de mercado competitivos.

La revisión de los procedimientos 3.1, 3.6, 9.1 y 14.4 tiene por objeto incorporar aspectos necesarios para la retribución del nuevo servicio, el intercambio de la información entre el operador del sistema y los sujetos prestadores del servicio, y encajar el proceso de contratación de capacidad reactiva adicional en los procesos de mercado convocados el día anterior a la entrega.

Procedimiento de operación 7.4

El P.O.7.4 *Servicio de control de tensión* tiene por objeto reglamentar el funcionamiento del servicio de control de tensión en el sistema eléctrico

peninsular español. Aplica tanto al operador del sistema como a los gestores de las redes de distribución, los centros de control y los proveedores del servicio.

El servicio de control de tensión permitirá el aprovechamiento de la capacidad de reactiva de que disponen las instalaciones de generación, demanda y almacenamiento. La disponibilidad de cierta capacidad de control de tensión es obligatoria para la conexión a la red. Lo que regula el PO7.4 es la forma como esa capacidad es utilizada por el operador del sistema para mantener las tensiones en los rangos de seguridad establecidos.

El servicio de control de tensión podrá ser prestado de una forma básica ('prestación básica'), semejante a la prestación vigente, o mediante seguimiento en tiempo real de consignas del operador ('prestación basada en consignas en tiempo real'). Las consignas pueden ser de tensión (V) o de potencia reactiva (Q). Esta modalidad de seguimiento de consignas está prevista para instalaciones de más de 5MW de potencia conectadas a la red de transporte. En ambos casos, la prestación del servicio se realiza en barras de central.

La **capacidad de control de tensión o de reactiva de la que dispone cada instalación** depende del marco normativo que le resulte aplicable, que a su vez puede diferir en función de la tecnología de la instalación y del momento en que se conectó a la red. En el caso de la generación, sus capacidades técnicas vienen determinadas, según tecnología y fecha de puesta en operación, por el Real Decreto 413/2014, que estableció requisitos para la generación RCR (renovable, cogeneración y residuos), la Orden TED 749/2020 (que desarrolla el Reglamento (UE) 2016/631, sobre requisitos de conexión a la red) o el propio PO7.4 vigente, que, entre otras cosas, estableció en 2004 las condiciones de uso de las capacidades de reactiva de la generación síncrona del sistema eléctrico español peninsular. En el caso de la demanda, es la Circular 3/2020 la que determina los requisitos aplicables en la actualidad.

El operador del sistema ha valorado que el sistema necesita disponer de todas estas capacidades para poder ser operado de forma segura. Así, el nuevo PO7.4 dispone que la **capacidad de reactiva obligatoria** a los efectos del servicio de control de tensión sea igual a la máxima capacidad requerida en todos los ámbitos indicados en el párrafo anterior.

Para la generación renovable, cogeneración y residuos (RCR), el Real Decreto 413/2014 establece una obligación de control de tensión consistente en tener capacidad para mantenerse en un rango de factor de potencia fijo, el cual establece dicho real decreto, pudiendo ser modificado por la Secretaría de Estado de Energía y diferenciado en función de las zonas geográficas,

manteniéndose en todo caso entre los valores extremos de factor de potencia 0,98 capacitivo y 0,98 inductivo. No obstante, la norma dispone que las instalaciones RCR de reciente puesta en operación, dentro del ámbito de aplicación del Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016, deben ajustar su control del factor de potencia a las capacidades técnicas definidas en la orden ministerial TED 749/2020. El PO7.4 aprovecha estas capacidades de reactiva obligatoria a efectos de definir la prestación del servicio y las aplica igualmente a las instalaciones de almacenamiento basadas en electrónica de potencia, que no están previstas en el citado Real Decreto 413/2014, por ser posteriores a su fecha de aprobación.

En cuanto a la capacidad obligatoria de la generación no RCR, el nuevo PO mantiene la misma capacidad prevista en el vigente PO7.4, cuya forma es una curva de capacidad reactiva en función de la tensión en barras de central y de la potencia máxima, que se debe cumplir en el rango de variación de potencia activa comprendido entre su mínimo técnico y su potencia máxima (potencia reactiva igual a $\pm 30\%$ de la potencia activa máxima). Se introduce adicionalmente el requisito de mantener la capacidad de generación o absorción de potencia reactiva fuera del rango de tensiones admisibles, lo que evitará la desconexión de las propias instalaciones, así como la de los equipos eléctricos cercanos, ante situaciones de sub/sobretensión, facilitando que el sistema pueda hacer frente a los valores extremos de tensión registrados en los últimos años. La propuesta extiende estas mismas obligaciones a las instalaciones de almacenamiento con módulo de generación síncrono. Cabe señalar que la capacidad reactiva obligatoria de un proveedor no RCR será nula siempre que se encuentre operando por debajo de su mínimo técnico.

Para el caso de instalaciones híbridas, la capacidad reactiva obligatoria se calculará como el sumatorio de las capacidades reactivas obligatorias de cada uno de los módulos de generación e instalaciones de almacenamiento de los que estén compuestas, multiplicado por un coeficiente de reducción (computado como la potencia máxima de la instalación híbrida coincidente con su capacidad de acceso, dividido por el sumatorio de las capacidades máximas de los módulos de generación e instalaciones de almacenamiento que la constituyen).

En el caso de la demanda, a los efectos del PO7.4, se considera que dispone de una capacidad obligatoria nula, de forma que la regulación de sus obligaciones, en relación con el control de la tensión, se mantiene por el momento en el ámbito de los peajes (Circular 3/2020 de la CNMC). La capacidad requerida en dicha circular consiste en mantener un determinado factor de potencia, que puede ser distinto en función del periodo horario.

Si bien podría resultar adecuado concentrar en una misma norma todos los requisitos de capacidad y prestación asociados al control de tensión, el ámbito de aplicación del PO7.4 no permite integrar lo dispuesto en la Circular 3/2020. El ámbito del PO7.4 alcanza a instalaciones (de generación) conectadas a la red de transporte y de distribución, pero considerando que dichas instalaciones tienen impacto sobre la red de transporte. El término por energía reactiva de la circular alcanza a todos los consumidores en alta tensión, y también a los consumidores en baja con potencia contratada por encima de 15 kW, lo que supone un ámbito más amplio que el del PO7.4 y que queda muy lejos de impactar directamente sobre la red de transporte.

La prestación básica del servicio consiste para las instalaciones RCR y almacenamiento con electrónica de potencia en mantener la generación o absorción de reactiva dentro de los rangos exigidos por su capacidad reactiva obligatoria. Para las instalaciones no RCR y almacenamiento con módulo de generación síncrono, la prestación básica supone, a grandes rasgos, la continuidad del servicio de control de tensión definido en el PO7.4 vigente, en vigor desde el año 2000: estas instalaciones deben modificar su generación y absorción de potencia reactiva dentro de la capacidad obligatoria de forma que mantengan la tensión en BC dentro del rango admisible.

El operador del sistema justifica la propuesta de una **prestación básica**, frente a un uso de las capacidades asignado puramente con criterios de mercado, por resultar necesaria para garantizar la seguridad del sistema, ya que dicho operador valora que un servicio basado únicamente en la modalidad de seguimiento de consignas y/o en capacidades voluntarias adjudicadas en mercado no aportaría suficiente recurso para cubrir las necesidades del sistema eléctrico peninsular, además de presentar un coste elevado e impredecible. Esto es porque las instalaciones de generación y demanda existentes no disponen en general de capacidad para seguimiento de consignas en tiempo real, ni tampoco de capacidad de reactiva adicional; o bien no tienen incentivo a prestar el servicio bajo esta modalidad, por lo que no participarían en un servicio potestativo, al menos, a un precio razonable. El modelo podría evolucionar a medida que se renueve el parque de proveedores, ya que los nuevos entrantes sí disponen de mejores capacidades técnicas, entre otros motivos, porque les obligan las condiciones de acceso a la red desarrolladas bajo el Reglamento (UE) 2016/631.

Esta conclusión ha sido alcanzada en el ámbito del proyecto demostrativo regulatorio de control de tensión desarrollado en 2022¹.

En síntesis, el requisito de cumplimiento de la prestación básica consiste en que el proveedor del servicio mantenga el factor de potencia (RCR o demanda) o posicione su potencia reactiva en el lado correcto de generación o absorción de reactiva (no RCR), de modo que contribuya a mantener la tensión dentro de los rangos admisibles; siendo penalizado si su potencia reactiva no presenta el sentido correcto, o no ha entregado todo su potencial obligatorio estando la tensión fuera de la banda objetivo.

En cuanto a las **penalizaciones por incumplimiento de la prestación básica**, la propuesta del operador del sistema es extender y hacer efectiva la aplicación de penalizaciones a todas las instalaciones con obligaciones en el ámbito del control de tensión, así como armonizar los criterios y los valores de dicha penalización². En concreto, la propuesta permitirá hacer efectiva la penalización

¹ https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2022-13380

² Actualmente, se aplican penalizaciones a:

- Generación bajo el ámbito del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos (generación RCR), cuando su factor de potencia incumple el rango obligatorio definido en el propio Real Decreto 413/2014, ajustado a las capacidades técnicas exigidas en la orden ministerial TED 749/2020, que desarrolla el Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016 a nivel nacional, debiendo encontrarse, en todo caso entre los valores extremos de factor de potencia: 0,98 capacitivo y 0,98 inductivo. La penalización recogida en su anexo III se establece actualmente en 0,261 c€/kWh.
- Consumidores en media y alta tensión de potencia superior a 15kW con excesos de consumo de reactiva superiores a un 33% de energía activa, en periodos punta y llano, tal como se recoge en el artículo 9 de la Circular 3/2020, de 15 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad. La penalización actual, cuya liquidación llevan a cabo los distribuidores, está recogida en la resolución de 21 de diciembre de 2023, 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 2024. Esta penalización asciende a 41,554 €/MVAh para $0,80 \leq \cos \varphi < 0,95$ o 62,332 €/MVAh para $\cos \varphi < 0,8$.

Existen otras penalizaciones previstas en la regulación, pero que no son efectivas, bien por ser de aplicación un periodo de excepción, bien por no haberse efectuado un desarrollo

aplicable a la generación 'no RCR' por incumplimiento en la prestación básica de su capacidad obligatoria (prevista en el PO 7.4 vigente, pero no aplicada hasta la fecha) y, por otra parte, sentará las bases para armonizar esta penalización con la aplicable a la generación RCR, recogida actualmente en el Real Decreto 413/2014, y al almacenamiento. De este modo, la aplicación de un valor armonizado en forma de €/Mvarh, para toda la generación y el almacenamiento, garantizará un trato no discriminatorio entre tecnologías.

Con respecto a la demanda, el PO7.4 no establece una prestación básica, en coherencia con la nulidad de su capacidad obligatoria. Se pretende de este modo evitar redundancias, dejando que el servicio básico de la demanda se encuentre definido en el ámbito de la Circular 3/2020 antes citada, cuya liquidación es objeto del distribuidor en el ámbito de facturación de los peajes. A este respecto, el operador del sistema incide en su propuesta en la necesidad de que dicha Circular 3/2020 haga efectiva la penalización prevista para un factor de potencia superior a 0,98 capacitivo en el periodo 6, lo que queda fuera del ámbito de esta resolución.

Se ha considerado la posibilidad de incorporar en el PO7.4 un servicio básico para la demanda, pero resulta complejo por no presentar la Circular y el PO7.4 el mismo ámbito de aplicación, requiriéndose además para la demanda la intervención de los distribuidores, ya que los consumidores no son sujetos de liquidación del operador del sistema. En todo caso, podrá avanzarse en la armonización del servicio de control de tensión en una fase posterior de revisión de ambas normas.

Un segundo elemento diferencial que introduce la propuesta con respecto al modelo actual es la posibilidad de **prestar el servicio con la modalidad de seguimiento de consignas en tiempo real**, como **alternativa a la prestación básica**. En esta modalidad de prestación, el proveedor debe modificar su

reglamentario de detalle que, entre otras cuestiones, fije el valor de la penalización. Se trata de las penalizaciones asociadas a incumplimientos de:

- Consumos en media y alta tensión de potencia superior a 15kW a tensión igual o superior a 1kV, con un factor de potencia superior a 0,98 capacitivo en el periodo 6, recogida en la disposición transitoria segunda de la Circular 3/2020 (potencial penalización de 0,05 €/kVArh).
- Incumplimientos del margen de generación y absorción de potencia reactiva mínimo obligatorio requerido en barras de central a tensión nominal de la red de transporte de un 15% de la potencia activa neta máxima para la generación fuera del ámbito del Real Decreto 413/2014, recogido en el vigente P.O. 7.4.

potencia reactiva respondiendo a consignas de tensión o de potencia reactiva proporcionadas por el operador del sistema en tiempo real³. La participación es voluntaria, y está abierta a los proveedores conectados a la red de transporte con potencia instalada/contratada igual o superior a 5 MW. La prestación basada en consignas lleva asociada la percepción de una contraprestación económica a un precio regulado, con el objetivo de incentivar el desarrollo de un potencial de capacidad de respuesta dinámica por parte de los agentes. Así mismo, el proveedor afrontará una penalización económica si no sigue adecuadamente su consigna en tiempo real, dentro de los márgenes de su capacidad reactiva obligatoria.

Se establece una bonificación por la activación de potencia reactiva hasta la capacidad máxima obligatoria y una penalización por el desvío con respecto a la consigna. Cabe señalar además que la bonificación se extiende a la energía reactiva proporcionada por encima de la capacidad obligatoria en caso de recibir y seguir consignas que superen dicho valor. En cualquier caso, el exceso requerido por la consigna sobre la capacidad máxima no es penalizable en caso de incumplimiento.

Por otra parte, el PO7.4 dispone que el envío de consignas se efectúe a través de los centros de control habilitados por el operador de sistema, que reenviarán a los proveedores bajo su control las consignas recibidas del OS en tiempo real, con un retraso máximo de 5 segundos. Frente a variaciones de consigna, el tiempo de respuesta de los proveedores debe ser inferior a 2 minutos, y el tiempo de establecimiento inferior a 5 minutos, con un sobrepaso menor al 120%.

En cualquier caso, para participar en esta modalidad de consignas, los proveedores deberán superar satisfactoriamente las pruebas específicas de habilitación en toda su extensión, salvo que el operador de sistema, en base a mayor experiencia, determine que alguna o algunas de las fases de las pruebas no son necesarias.

Los proveedores que compartan punto de conexión a la red (PCR) podrán de forma unánime acogerse a la participación conjunta en punto de provisión del

³ La posibilidad de establecer un seguimiento basado en consignas de factor de potencia no se ha considerado adecuada para garantizar la seguridad del sistema, dado que su respuesta depende de la producción de potencia activa de la instalación, no de su tensión en BC, por lo que podría ser inadecuada o ir contra las necesidades del sistema en un momento dado.

servicio (PPS) situado entre barras de central y el punto de conexión a la red de transporte, tanto en modalidad de seguimiento de consignas de tensión como de potencia reactiva. El centro de control único debe enviar al OS las telemidas de tensión, potencia activa y reactiva en el PPS. La capacidad reactiva total asignada al PPS es la suma de las capacidades obligatorias y adicionales de todos los proveedores asociados a dicho PPS.

En el caso de instalaciones híbridas, cabe señalar que para la prestación del servicio de control de tensión basado en seguimiento de consignas en tiempo real es necesario que exista un punto eléctrico común entre los módulos que forman parte de una instalación híbrida no compartido con otras instalaciones.

Para el caso particular del autoconsumo, en su modalidad 'sin excedentes' tienen la consideración de consumidores (por lo que no les aplica el PO7.4 salvo que soliciten habilitarse en la prestación de consignas en tiempo real). Y en su modalidad de 'con excedentes' se aplica el PO 7.4 a sus instalaciones de generación, con seguimiento de consignas en barras de central del conjunto generación-demanda, mientras que sus instalaciones de consumo serían objeto de la Circular de peajes 3/2020, de forma que sólo si solicitan habilitarse en la prestación de consignas en tiempo real le aplicaría el PO 7.4 (siendo posible en este caso que se acogiese a la modalidad de participación conjunta).

Otro gran elemento diferencial que introduce la propuesta es el establecimiento de **mercados zonales de capacidad adicional en la red de transporte**, de participación voluntaria. Estos mercados serán convocados, a criterio del operador del sistema, mediante un proceso competitivo el día previo a la entrega, en las zonas donde se prevea necesidades adicionales. La asignación de potencia reactiva adicional puesta a disposición del sistema se retribuirá a precio de oferta ('pay as bid'), en forma de €/Mvar. Para poder participar en estos mercados de capacidad adicional los **proveedores deben estar acogidos a la modalidad de consignas**, y 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.

La contratación de capacidad de reactiva adicional, se llevará a cabo en determinadas zonas donde se identifiquen necesidades del sistema superiores a la capacidad de control de tensión que pueden aportar los medios existentes con su capacidad obligatoria. La convocatoria de estos mercados de capacidad reactiva adicional presenta un segundo requisito, la existencia de suficiente nivel de competencia en la zona correspondiente. La introducción de mercados zonales de capacidad adicional se prevé progresiva, a medida que se constaten tanto la necesidad como la suficiencia competitiva.

En cuanto a su diseño geográfico, será el operador del sistema quien defina las subestaciones de la red de transporte que conforman las zonas vinculadas a los mercados zonales. Este mismo operador publicará para cada zona en qué periodos horarios hay requerimiento de capacidad reactiva mayor que cero en cualquier sentido, si bien los participantes no conocerán las cantidades requeridas en el momento de ofertar, con objeto de evitar ejercicio de poder de mercado.

La oferta se presentará por unidad de programación con segregación zonal, proporcionando posteriormente los desgloses de la capacidad asignada de las unidades de programación por unidad física, para facilitar el análisis de seguridad del sistema y validación del servicio. Las ofertas podrán incluir, además de un precio por bloque de capacidad, un término en € por cada período horario con programa por debajo de mínimo técnico (por cada modo de funcionamiento). Por otra parte, si las asignaciones de reactiva implican arranques de unidades térmicas o turbinas adicionales, dichos arranques serán remunerados al coste de arranque indicado en la oferta de restricciones, siempre que los arranques se hayan realizado efectivamente.

En la subasta son priorizados los proveedores que disponen de la modalidad de seguimiento por consigna de tensión, si bien, estos deben contar también con la posibilidad de ser regulado en la modalidad de consignas de reactiva, si el operador de sistema así lo requiere en determinadas situaciones (riesgo de interacciones no deseadas entre reguladores de tensión cercanos). Esta prioridad se utilizará cuando la necesidad técnica lo requiera quedando la asignación económica como único criterio el resto de las ocasiones.

Debido a la especial dificultad que tiene la demanda para poder participar en la prestación del servicio en forma de consignas dinámicas, se toma, a efectos de su participación en dicha modalidad, como nula su capacidad obligatoria. De esta forma, sólo participan, de forma voluntaria aquellos que, por sus características de consumo (tipo de proceso productivo, etc.) pudiesen comprometerse a seguir consignas en tiempo real de un día para el siguiente, pudiendo internalizar en el mercado de reactiva adicional los costes asociados al impacto que supone en sus procesos productivos la provisión del servicio.

Adicionalmente a las obligaciones y mecanismos descritos anteriormente, el apartado 10.5 del procedimiento dispone la supervisión por el operador del sistema de la capacidad reactiva de los proveedores conectados a un mismo punto de conexión a la red de transporte, la cual debe ser suficiente para **compensar el aporte de potencia reactiva (consumida o generada) por las instalaciones existentes entre dicho punto de conexión y sus barras de**

central y cumplir, en su caso, las exigencias de capacidad previstas en la Orden TED/749/2020. A modo de incentivo para este cumplimiento, se dispone que el operador del sistema comunique al centro de control responsable la detección de puntos de conexión a red con energía reactiva mensual consumida o generada mayor a 1000 Mvarh en contra de las necesidades del sistema. En estos casos, los proveedores deberán establecer una compensación adicional, ya sea ampliando su capacidad reactiva o mediante la instalación de equipos de control de tensión, tales como reactancias, condensadores o STATCOMs, en las instalaciones de conexión, habilitándose para ello un periodo de adaptación de 2 años, transcurrido este plazo sin haber solventado el incumplimiento, será de aplicación una penalización por incumplimiento de la capacidad reactiva obligatoria.

Finalmente, la propuesta establece una serie de **medidas de coordinación** y excepcionales en **puntos frontera con red de distribución** de tensión igual o superior a 36kV con explotación mallada, para el control de la tensión en los transformadores con capacidad remota de regular tomas en carga de forma automática-manual. Así, en situaciones de sobretensiones (subtensiones) de duración superior a 15 minutos, los gestores de la red de distribución procederán al movimiento de tomas de forma manual, para minimizar la inyección (absorción) de potencia reactiva, siempre que la tensión en el nivel de distribución sea menor o igual a 1,07 pu (0,93 pu), bloqueando las tomas en dicho punto, en caso de no resolverse el problema.

Procedimiento de operación 3.1

Se modifica el procedimiento de operación P.O.3.1 *Proceso de programación* para introducir el servicio de capacidad de reactiva adicional asociado al nuevo servicio de control de tensión y adaptar el horario de los procesos de programación.

En particular, se introduce un nuevo apartado 16, que establece el proceso relativo al servicio de capacidad reactiva adicional, y se modifican los anexos I y IV para adaptar los horarios de los intercambios de información y del proceso de resolución de reclamaciones, respectivamente.

El proceso de asignación del servicio de capacidad de reactiva adicional se establece a continuación de la resolución de restricciones técnicas al PDBF, debiendo para ello retrasar una hora el proceso de asignación de reserva de regulación secundaria.

Procedimiento de operación 3.6

Se modifica el P.O.3.6 *Comunicación y tratamiento de las indisponibilidades de las unidades de generación, demanda y almacenamiento* con objeto de permitir la correcta validación de la prestación del servicio de control de tensión. En concreto, se modifican los apartados 3, 4, 5 y 6, siendo los cambios más relevantes la adaptación de las definiciones de potencia máxima al Real Decreto 1183/2020 de acceso y conexión a las redes, y la incorporación de la obligación de comunicación de indisponibilidad a las unidades que presten servicio de control de tensión.

Procedimiento de operación 9.1

Se incorpora en el Anexo I del P.O.9.1 *Intercambios de información relativos al proceso de programación* un nuevo apartado 1.17 relativo a la publicación de información relativa a los mercados zonales de capacidad reactiva adicional asignada el día anterior (no más tarde de 30 minutos tras la casación), y en tiempo real (antes de las 12:00 del día siguiente). Incluyendo los requerimientos solicitados y satisfechos, así como precios medios horarios para cada sentido, ponderado a nivel peninsular. Se proporcionará además información por participante transcurrido un mes, y por unidad transcurridos los 90 días.

Procedimiento de operación 14.4

El P.O.14.4 *Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema* también es objeto de adaptación a efecto de poder liquidar el servicio de control de tensión.

En concreto, se establecen los pagos y cobros a los prestadores del servicio:

- El pago por incumplimientos de la prestación básica, aplicando sobre la capacidad de reactiva penalizable, el precio por incumplimiento de la prestación básica del servicio de control de tensión (PQBIN) que se establece en esta Resolución de la CNMC.
- El cobro capacidad reactiva obligatoria prestada en forma de consignas en tiempo real, aplicando el precio de la energía reactiva obligatoria (PQO) que se establece en esta Resolución de la CNMC.
- El pago por incumplimientos de capacidad reactiva obligatoria prestada en forma de consignas en tiempo real, aplicando 1,2 veces el precio de la energía reactiva obligatoria (PQO).

- El cobro de la capacidad reactiva adicional de las unidades asignadas en mercados locales, a su precio de oferta (PQA), descontando en su caso desasignaciones, y para el caso concreto de unidades térmicas e hidráulicas, los cobros asociados a los arranques de turbinas hidráulicas, y turbinas de vapor y de gas.
- El pago por incumplimientos de capacidad reactiva adicional, aplicando 1,2 veces el precio medio de la oferta aceptada (PQA).
- El pago por incumplimientos de la compensación reactiva de las instalaciones de conexión aplicando el precio por incumplimiento de la compensación reactiva de las instalaciones de conexión que se establece en esta Resolución de la CNMC.

El coste del servicio de control de tensión se liquidará a la demanda en proporción a su consumo en barras de central.

Adicionalmente a los cambios relativos a la liquidación del servicio de control de tensión, se introduce una mejora de redacción en el apartado b) del Anexo II para reflejar adecuadamente la particularidad de la demanda que participa en balance sin posibilidad de ofertar cuartohorariamente.

Tercero. Consideraciones sobre la propuesta

Esta Comisión considera que la propuesta del operador del sistema es acorde con lo establecido en las *Condiciones aplicables a los servicios de no frecuencia y otros servicios para la operación del sistema eléctrico peninsular español*, aprobadas por Resolución de la CNMC de 8 de septiembre de 2022, y permite desarrollar el servicio de no frecuencia de control de tensión previsto en el artículo 9 de las citadas Condiciones.

No obstante, durante el trámite de consulta pública del operador del sistema, así como en el ámbito del lanzamiento de los proyectos piloto de control de tensión referidos en los antecedentes de hecho, entre otros, se han puesto de manifiesto la existencia de fuertes impactos económicos asociados a cualquier modificación de la regulación asociada al control de tensión, tanto sobre instalaciones de generación existentes como de demanda. Se exponen a continuación las consideraciones más relevantes a este respecto.

Tercero.1. Sobre la existencia de una capacidad mínima obligatoria y una prestación básica

El aspecto más destacable del servicio de control de tensión se ve condicionado por varios ámbitos regulatorios: condiciones de acceso a la red, normas de retribución específica, condiciones y procedimientos de operación, peajes de acceso, etc. Esto se debe a que la provisión de energía reactiva y, en general, el control de la tensión no ha tenido históricamente la consideración de servicio al sistema eléctrico, como ha pasado con el balance o las restricciones, sino que recibía el tratamiento de un requisito básico para la conexión a la red con prestación obligatoria. Al establecer requisitos de control de tensión o plantear la evolución a algún tipo de provisión estándar, no se puede ignorar la existencia de unas capacidades mínimas obligatorias diferenciadas en función de la tecnología y del momento de entrada de la instalación en el sistema.

En los últimos años se han producido importantes avances regulatorios en la línea de mejorar las capacidades técnicas de los proveedores del servicio. Con objeto de poder aprovechar tanto las capacidades existentes como las venideras, se ha hecho un esfuerzo por establecer un marco común en el que los proveedores puedan participar de forma coherente a sus capacidades técnicas y al ámbito normativo bajo el que cada uno se encuentra dependiendo de su tecnología, potencia, red de conexión y año de puesta en servicio.

En desarrollo de la Directiva (UE) 2019/944, las Condiciones aplicables a los servicios de no frecuencia (CSNF) y los procedimientos de operación que aprueba esta resolución, pretenden sentar las bases para la transición hacia un tratamiento de la energía reactiva como un servicio retribuido, con todo lo que ello implica en estandarización de condiciones, asignación eficiente, marco retributivo, etc. Pero este proceso de cambio no será inmediato, ni podrá abordarse en un solo paso, sino que requerirá un periodo de transición. En primer lugar, porque, como se ha indicado más arriba, hay que tener en cuenta el punto de partida, es decir, las condiciones aplicables a las instalaciones existentes en el momento de su inicio de operación y el impacto económico que podría tener para las mismas un cambio súbito de dichas condiciones. En segundo lugar, porque la introducción de un nuevo servicio siempre requiere la obtención de experiencia, tanto por parte de los sujetos como del regulador.

En estas circunstancias, un salto brusco hacia un mecanismo de puro mercado, sin obligaciones de provisión básica, con una contratación previa de capacidad basada en productos estandarizados, y una asignación en tiempo real de la energía reactiva, presentaría ciertos riesgos. Estas circunstancias son las que se pusieron a prueba en el proyecto piloto de control de tensión. Este proyecto ha

permitido comprobar la viabilidad técnica del nuevo servicio de control de tensión basado en mercados zonales con remisión de consignas en tiempo real a los proveedores a través de sus Centros de Control. En particular, se ha puesto en valor la capacidad reactiva adicional de la generación RCR, especialmente a producciones bajas de potencia activa en las que dicha capacidad reactiva no es aprovechable mediante el seguimiento de rangos fijos de factor de potencia que establece el RD 413/2014 actualmente para esas instalaciones. La participación de la generación RCR en el nuevo servicio de control de tensión otorgará un adecuado nivel de tensión para el futuro sistema eléctrico peninsular español con presencia mayoritariamente renovable. Sin embargo, el proyecto también permitió constatar que, debido al carácter local y proporcional del control de tensión, el coste del servicio se ve fuertemente afectado por el grado de competencia y por el mix tecnológico de los potenciales proveedores en una determinada zona.

Teniendo en cuenta lo anteriormente expuesto, el PO7.4 prevé una modalidad de prestación básica a través de la cual la capacidad mínima obligatoria de las instalaciones es puesta a disposición del sistema. Esta modalidad pretende garantizar la disponibilidad de recurso y su distribución homogénea por toda la zona, lo cual resulta necesario para evitar el empeoramiento de los niveles de tensión del sistema, en tanto no se produzca un despliegue generalizado de instalaciones con capacidad de seguimiento de consignas.

La prestación básica consiste esencialmente en mantener el *status quo* en términos de exigencia técnica. Está basada en el mantenimiento dentro del rango de factor de potencia según las capacidades máximas previstas en RD 413/2014 para la generación RCR, así como la curva U-Q descrita en el actual PO7.4 para la generación síncrona. No obstante, se introducen tres novedades al respecto:

- 1) Se realiza un ajuste en la curva U-Q de la generación síncrona, con objeto de que mantenga una cierta capacidad para generar/absorber potencia reactiva en todo el rango de tensiones admisibles definido en el PO1.4.
- 2) Se consideran instalaciones como el almacenamiento o la hibridación, las cuales no estaban contempladas en la regulación previa, pero es esperable que tengan una presencia relevante en el sistema eléctrico en el futuro.
- 3) Se introduce una penalización por incumplimiento del servicio, al objeto de garantizar el cumplimiento de la prestación y evitar incentivos a la realización de prácticas indeseadas (una instalación generando reactiva sin penalización, mientras otra la consume percibiendo una retribución).

La penalización que prevé este PO7.4 pretende también eliminar distorsiones entre todas las tecnologías de generación, ya que solo el RCR presenta penalización en la actualidad según lo previsto en el RD 413/2014.

En conclusión, de acuerdo con las consideraciones realizadas por el operador del sistema en la tramitación de esta propuesta, en una primera fase de implantación de este servicio, se considera necesario introducir una prestación básica para que la operación del sistema se realice en las condiciones de seguridad y fiabilidad requeridas de forma que el suministro de energía a los consumidores finales se efectúe con los niveles de calidad adecuados y los generadores puedan funcionar en las condiciones establecidas para su operación normal. No obstante, esta necesidad de una prestación básica debería revisarse una vez que se haya desarrollado a medida que evolucione el parque de potenciales proveedores del servicio con capacidad para el seguimiento de consignas. Para ello, se le solicita al operador del sistema que realice una evaluación continuada del servicio a efectos de poder plantear una nueva revisión del mismo.

Tercero.2. Sobre la (no) armonización de la capacidad mínima obligatoria entre tecnologías

Una opción planteada por algún sujeto en un trámite de audiencia previo, es la posibilidad de establecer una capacidad mínima obligatoria única para todas las tecnologías, de modo que se pueda conjugar la existencia de una prestación básica, que permita garantizar unas condiciones mínimas de seguridad para el sistema, con el trato equitativo de las distintas tecnologías y la compensación a las instalaciones que aportan mayor capacidad de control de tensión (las cuales verían liberada parte de su capacidad obligatoria para participar en las subastas zonales).

Esta opción podría contemplarse como un paso intermedio entre el arranque del servicio en las condiciones previstas, y un posible modelo objetivo en el que la asignación del servicio (capacidad y energía) fuera en condiciones 100% de mercado. Sin embargo, su implantación en estos momentos implicaría fijar como capacidad mínima obligatoria el valor mínimo de entre todas las tecnologías, así como la prestación en la modalidad más básica (mantenimiento de factor de potencia), lo que resultaría en pérdida de recurso en el corto plazo.

En cuanto a la existencia de un trato diferente entre tecnologías en la propuesta, este viene motivado por el objetivo perseguido en esta regulación de proporcionar la estabilidad regulatoria necesaria teniendo en cuenta que las

especificaciones técnicas exigidas a cada instalación en la regulación vigente en el ámbito de los requisitos de acceso a la red son distintas, y han ido variando a lo largo de los años. La armonización requerirá por tanto un proceso de transición de instalaciones de generación, almacenamiento y/o demanda.

Tercero.3. Sobre la penalización por incumplimiento de la prestación básica

Al margen del valor de la penalización económica por incumplimiento de la prestación básica, cuyo cálculo se presenta en un expositivo posterior de esta Resolución, hay que considerar dos ámbitos en cuanto al impacto de su aplicación.

El primero en relación con las instalaciones síncronas bajo el vigente PO7.4, aprobado por Resolución de 10 de marzo de 2000, de la Secretaría de Estado de Industria y Energía. Dicho procedimiento 7.4 ya contemplaba la introducción de una penalización en caso de incumplimiento de los requisitos mínimos obligatorios en su apartado 13.1, en los siguientes términos:

“El incumplimiento del uso de los requisitos mínimos obligatorios o, en su caso, de la banda reducida de capacidad máxima declarada se repercutirá en la retribución de este servicio complementario en forma de pago por la energía reactiva equivalente no aportada/consumida (véase anexo 5).”

No obstante, el servicio complementario de control de tensión allí previsto no llegó a completar su implementación y, por tanto, esta penalización nunca ha sido efectiva. Esta Comisión considera necesaria su introducción en este momento, en paralelo con el desarrollo de la prestación voluntaria con seguimiento de consignas, al objeto de evitar incentivos cruzados entre instalaciones, lo que podría provocar importantes ineficiencias. Es importante también aplicar una penalización a la generación síncrona para garantizar la existencia de un tratamiento equitativo entre tecnologías, ya que los incumplimientos de la generación RCR sí se ven penalizados económicamente, de acuerdo con lo dispuesto por el artículo 7 y el Anexo III del RD 413/2014, mientras que a las instalaciones no RCR no les aplica ninguna penalización.

Ahora bien, hay que tener en cuenta que las condiciones de la prestación básica no son iguales para ambos tipos de generación. En efecto, mientras las instalaciones de producción bajo el ámbito del RD 413/2014 y de almacenamiento basadas en electrónica de potencia devienen obligadas a mantenerse dentro de un determinado rango de factor de potencia, las

instalaciones de producción fuera del ámbito del citado real decreto y las instalaciones de almacenamiento con módulo de generación síncrono han de modificar su generación y absorción de potencia reactiva hasta el máximo de su capacidad obligatoria para mantener la tensión en BC dentro del rango definido. Es decir, el requisito de la prestación básica es más exigente para las instalaciones síncronas, lo que hace más probable el incumplimiento de sus obligaciones y puede derivar en una mayor penalización para esta tecnología.

A este respecto, se han realizado algunas alegaciones en el trámite de audiencia del operador del sistema sobre la propuesta, en la que se planteaba la imposibilidad de poder proporcionar la prestación básica del servicio. En este sentido, se ha considerado una posible medida mitigadora, esto es, incorporar en el PO7.4 una exención en el alcance de la obligación, en línea con lo que preveía el anteriormente citado PO7.4 del año 2000:

“Todos aquellos proveedores que no dispongan de los medios para prestar el servicio complementario obligatorio deberán presentar un informe detallado al Ministerio de Industria y Energía en el que declaren la banda máxima de generación/absorción de potencia reactiva de la que disponen e indiquen las causas del incumplimiento de los requisitos mínimos obligatorios. En los casos que autorice el Ministerio de Industria y Energía, previo informe de la CNSE, el Operador del sistema considerará una banda mínima obligatoria igual a la banda de capacidad máxima declarada por el proveedor.”

Esta medida no ha sido finalmente incorporada en el texto del PO7.4 que se somete a trámite de audiencia por no disponer de información sobre el volumen de instalaciones que se verían en esta situación ni del alcance del impacto. Esta medida podrá ser revisada posteriormente a la vista de la información que aporten los sujetos en dicho trámite.

Por otra parte, en relación con el impacto de la penalización por incumplimiento de la prestación básica sobre las instalaciones de producción bajo el ámbito del Real Decreto 413/2014, la nueva norma pretende mejorar el incentivo a la generación RCR e introducir armonización entre ésta y la generación no RCR, lo cual se considera positivo.

A este respecto, el operador del sistema considera imprescindible modificar la naturaleza del incentivo económico aplicable al RCR, por lo que no considera posible el incorporar en el ámbito del PO7.4 y para la generación síncrona el mismo valor de penalización previsto en el Real Decreto 413/2014. Mientras el real decreto establece la penalización en unidades de energía activa (0,261

c€/kWh), el PO7.4 la prevé en unidades de energía reactiva (1 €/Mvarh). El cambio de unidades pretende dar a la generación RCR un incentivo para la compensación de la potencia reactiva que la instalación RCR inyecta en la red en momentos de producción de energía activa baja o nula, cuyo impacto no se ve reflejado en una penalización sobre la energía activa.

En este sentido, una vez entren en vigor las penalizaciones previstas en esta resolución, procederá su aplicación, sin perjuicio de que, para mayor claridad, se pueda proceder a la revisión del Artículo 7 y/o el Anexo III del RD 413/2014, eliminando las penalizaciones allí previstas para el RCR, quedando reguladas únicamente en este nuevo PO7.4, de manera acorde a las competencias de la CNMC previstas en la Ley 3/2013, de 4 de junio.

En cuanto a la armonización con la penalización aplicable a la demanda, bajo la Circular 3/2020 de peajes, no resulta necesaria en relación con el servicio básico, puesto que el PO7.4 propuesto considera nula la capacidad obligatoria para la demanda.

Tercero.4. Sobre la introducción de una prestación dinámica retribuida (seguimiento de consignas del operador del sistema)

La estabilidad del sistema eléctrico se está viendo afectada por una creciente variabilidad en tiempo real, tanto proveniente de la generación como de la demanda (autoconsumo o almacenamiento), así como de los flujos en las interconexiones internacionales. La variabilidad de la energía activa está siendo abordada con el desarrollo de la flexibilidad de las tecnologías tradicionalmente no gestionables y el intercambio de reserva entre los sistemas interconectados. No obstante, también la energía reactiva y la tensión están sufriendo problemas de variabilidad, mientras que la metodología de control de tensión basada en el seguimiento de consignas fijas, particularmente de factor de potencia, está obsoleta y resulta insuficiente para garantizar la seguridad del sistema.

La prestación del servicio de control de tensión en modo dinámico que introduce el nuevo PO7.4, siguiendo las consignas proporcionadas por el operador del sistema en tiempo real, es el modelo objetivo. Todas las nuevas instalaciones bajo el ámbito de la Orden TED 749/2020 dispondrán ya de capacidad para adherirse a esta modalidad y, adicionalmente, se prevé que la existencia de una retribución asociada incentive la adaptación de gran parte del parque generador preexistente, especialmente del tipo RCR.

En cuanto a la retribución de esta prestación, se establecen dos conceptos principales: energía reactiva generada o consumida dentro de la capacidad

obligatoria, siempre que haya sido aportada en el sentido requerido por la consigna del operador del sistema, y mercados locales de capacidad adicional. Para el primer concepto, el precio de la energía se establece en el PO7.4; para el segundo, la capacidad adicional se retribuye al precio de la oferta asignada en la correspondiente subasta de capacidad adicional, siempre que esta haya sido convocada.

Esta fórmula de retribución es diferente de la habitual en otros servicios, como la regulación secundaria, en la que se establece una retribución por el total de la capacidad requerida y asignada, y otra retribución por la energía efectivamente entregada haciendo uso de esa capacidad. A este respecto, hay que tener en cuenta que el control de tensión difiere de la regulación secundaria en que tiene carácter local; mientras en la banda de regulación cada MW de capacidad aporta el mismo valor, en el control de tensión dependerá de la situación de tensiones en el nudo de conexión o la zona de la red en la que se encuentre la instalación. Difiere además en que la disponibilidad de capacidad de control de tensión por parte de las instalaciones es una condición propia de la tecnología (generación síncrona) o un requisito ligado a sus condiciones de conexión a la red (generación no síncrona), mientras que la capacidad de regulación secundaria es totalmente potestativa; se incorpora por la voluntad de prestación de ese servicio.

Con respecto a la posibilidad de que el servicio fuera retribuido enteramente a través de mecanismos de mercado, se considera que, si bien la CNMC ha incorporado en el PO7.4 unas condiciones básicas de competencia que han de cumplirse para poder lanzar una subasta local de capacidad adicional⁴, no se dispone de información suficiente en este momento sobre su funcionamiento: configuración de las zonas, nivel de requerimiento, número de proveedores, etc., tal que permita prever unas condiciones que garanticen la competitividad zonal y la seguridad del sistema. Por ello, entre tanto no se disponga de la experiencia suficiente sobre la evolución del servicio, el esquema planteado se considera una propuesta prudencial como una primera fase que permita obtener experiencia hacia un modelo objetivo basado en mercados.

En cuanto al rango de capacidad adicional, se trata de una capacidad puesta a disposición del sistema, de la que las instalaciones no están obligadas a tener. Por ello, se considera que se debe retribuir explícitamente para incentivar la

⁴ 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.

inversión de los promotores en mayores capacidades de reactiva. La retribución de la capacidad adicional se establece a precio de oferta por la diversidad de costes que puede haber entre las distintas tecnologías y proveedores.

Sin embargo, no se plantea la retribución de la energía entregada en este rango de capacidad adicional porque se estima despreciable el coste que supone su entrega por parte del proveedor. En cualquier caso, el coste que pudiera representar podría ser incorporado en la oferta de la capacidad. Además, si se retribuyera esta energía, debería hacerse a un precio inferior al aplicado a la energía de la banda obligatoria (la cual implícitamente contempla el concepto de la capacidad), lo que complicaría el proceso.

Por último, indicar que la retribución por la energía alcanza a la energía generada o consumida por encima de la capacidad total (obligatoria más adicional), siempre que la entrega de esta energía esté alineada con la consigna dada por el operador del sistema. Se pretende así poder aprovechar en un momento dado la capacidad adicional que no haya sido adjudicada en el mercado zonal.

Tercero.5. Sobre la supervisión de la compensación del aporte de reactiva de las instalaciones de conexión

Durante los últimos años se han puesto en servicio extensas instalaciones de conexión para la evacuación de generación renovable. Dichas redes generan o inyectan reactiva en el sistema en función de la potencia activa que fluya por ellas. Esta inyección de reactiva contribuye al incremento generalizado de las tensiones en la red, especialmente en la red de transporte y en momentos en los que el recurso primario renovable es bajo, lo que supone además que la generación RCR no está contribuyendo en ese momento a su compensación.

Actualmente, la generación RCR no tiene un incentivo a compensar la reactiva generada por sus instalaciones de conexión. En primer lugar, porque la penalización que recibe al incumplir sus obligaciones de factor de potencia, prevista en el Anexo III del Real Decreto 413/2014, es proporcional a su producción de energía activa (€/MWh); por tanto, el incentivo de cumplimiento decrece a la vez que la producción, siendo nulo cuando la instalación está inactiva. Es más, con la planta parada, podría incluso estar agravando el problema inyectando reactiva adicional sin sufrir ningún tipo de penalización. La introducción en el nuevo PO7.4 de la penalización por incumplimiento del servicio básico en términos de energía reactiva (€/Mvarh) solventará esta última cuestión, pero no incentivará que contribuya a compensar la reactiva inyectada por su red de conexión, ya que la validación del servicio se realiza en barras de central y no

en el nudo de conexión a la red⁵. En consecuencia, la reactiva generada por las referidas instalaciones de conexión ha venido siendo compensada por otros medios, como el acoplamiento de generación síncrona por restricciones técnicas, lo que supone un sobrecoste para el sistema que está siendo sufragado por todos los consumidores.

Por otra parte, de acuerdo al Reglamento (UE) 631/2016, artículo 21.3, el gestor de red pertinente podrá requerir que el propietario responsable de las instalaciones de conexión suministre la potencia reactiva complementaria necesaria para compensar la demanda adicional de potencia reactiva de la línea o cable de alta tensión entre los terminales de alta tensión del transformador elevador del módulo de parque eléctrico (o sus terminales del convertidor, si no existe un transformador elevador) y el punto de conexión. En esta línea, la Orden TED 749/2020 establece en su ANEXO I, punto 2.3.2, que la capacidad de potencia reactiva de los módulos de parque eléctrico tipo B, C y D se requiere en su punto de conexión. En consecuencia, con carácter general, las instalaciones afectadas por dicha orden tendrán que compensar toda la energía reactiva, ya sea generada o absorbida, desde su instalación hasta el punto de conexión.

A este respecto, el nuevo PO7.4 dispone que el operador del sistema supervise la capacidad reactiva de todos los proveedores conectados a un mismo punto de conexión a la red (PCR) de la red de transporte (RdT), verificando que sea suficiente para compensar la potencia reactiva de las instalaciones de conexión existentes entre el PCR y sus barras de central (BC). En aquellos nodos en los que dicho operador identifique un incumplimiento mensual elevado, se instará a los proveedores para implementar soluciones en el plazo de dos años. Vencido el plazo sin que se haya efectuado corrección, se penalizará la reactiva generada o absorbida en PCR.

De este modo, además de garantizar el cumplimiento de la Orden TED 749/2020, se crea un incentivo a que las instalaciones participen en el servicio de control de tensión en su modalidad de seguimiento de consignas, ya que las consignas que reciban del operador del sistema irán alineadas con las necesidades de compensación en la línea de conexión y, por tanto, los cumplimientos en BC y en PCR irán en el mismo sentido. Si no desean adherirse al seguimiento de consignas, los propietarios de las instalaciones pueden solventar el

⁵ En redes extensas de conexión compartidas por varios proveedores puede surgir una elevada demanda de potencia reactiva entre los terminales de alta tensión del transformador de conexión o convertidor y el punto de conexión, que nadie compensaría en sus puntos de validación.

incumplimiento incrementando la capacidad de compensación adicional, ya sea ampliando la capacidad reactiva de las plantas de generación o mediante la instalación de equipos de control, tales como reactancias, condensadores o STATCOMs.

En caso de mantenerse el incumplimiento transcurrido el plazo de adaptación previsto, se aplicaría el esquema de penalizaciones por la energía reactiva horaria consumida o generada en PCR en contra de las necesidades del sistema previsto en el PO14.4. El texto inicialmente propuesto por el operador del sistema preveía que la penalización se repartiera entre las instalaciones (tanto anteriores como posteriores a la orden TED 749/2020) que hubieran incumplido en esa hora en barras de central, de forma proporcional a su potencia máxima, pudiendo ocurrir que ninguna incumpla, en cuyo caso, se reparte la penalización entre todas. Sin embargo, este enfoque puede resultar inconsistente en ciertas circunstancias, ya que un pequeño incumpliendo individual podría acarrear tener que asumir toda la penalización de la reactiva no compensada por todo el conjunto de instalaciones, que igualmente existiría si todos cumpliesen en barras de central.

Por ello, se ha optado por modificar el texto del procedimiento en el sentido de repartir, en su caso, la penalización correspondiente a la reactiva generada o consumida por la línea de conexión entre barras de central y el punto de conexión con red de transporte, en contra de las necesidades del sistema, entre todas las instalaciones de forma proporcional a su potencia instalada.

Tercero.6. Sobre los valores de incentivo y penalización

Esta Comisión ha incorporado en el texto del PO7.4 el valor de 1 €/Mvar para su aplicación a los siguientes derechos de cobro u obligaciones de pago: la penalización por incumplimiento de la capacidad obligatoria en la prestación básica, la retribución de la energía aportada en la prestación con seguimiento de consignas y la penalización por incumplimiento de la compensación reactiva de las instalaciones de conexión.

Este valor ha sido computado como el coste de oportunidad que supondría la resolución de los problemas de control de tensión mediante una inversión en elementos de control integrados en la red: STATCOM y reactancia inductiva.

A este respecto, de acuerdo con datos aportados por REE, considerando un coste de inversión de 3,65M€ de una reactancia de 150 MVar, incluyendo el coste de la posición, con un coste de Operación y Mantenimiento de 50.000€/año, una vida útil de 40 años, y unas horas de funcionamiento de 7.500

horas, se obtendría un coste medio de 0,24 €/Mvarh. Si se considera una STATCOM de 150 MVar con un coste de inversión de 19,7M€, incluyendo el coste de la posición, un coste de operación y mantenimiento de 500.000 €, una vida útil de 25 años y unas horas de funcionamiento de 8.500, se obtendría un coste medio de 1,49 €/Mvarh. Todo ello, considerando una tasa financiera de un 5,58%.

Se ha tomado 1 €/Mvarh como valor intermedio entre ambas referencias. El mismo valor se aplica tanto a los derechos de cobro como a las obligaciones de pago, en coherencia con el principio *el que contamina paga*.

Tercero.7. Sobre la compatibilidad entre la prestación del servicio y el término de reactiva de la Circular 3/2020 de la CNMC

Se considera adecuado el establecimiento para la demanda de una capacidad obligatoria nula a los efectos del servicio de control de tensión regulado en el PO7.4. De este modo, para las instalaciones de demanda se mantienen las condiciones técnicas y económicas que prevé la Circular 3/2020, sin perjuicio de que pueden elegir libremente adherirse a la prestación basada en seguimiento de consignas. Se evita de este modo que las instalaciones de demanda se vean obligadas a seguir consignas en tiempo real para una capacidad obligatoria en días en los que sus procesos productivos limiten su capacidad, lo que sería un fuerte desincentivo para participar en esta modalidad.

Pero ello implica también que la demanda que preste el servicio en seguimiento de consignas no percibirá retribución por la energía aportada dentro del rango de su capacidad obligatoria. En este caso, sus ingresos procederían exclusivamente de la capacidad adicional vendida en subastas, o en forma de energía reactiva proporcionada por encima de dicha capacidad adicional, en caso de recibir consignas que superen este valor.

Adicionalmente, en el informe justificativo que acompaña a la propuesta de procedimientos, el operador del sistema pone de manifiesto la conveniencia de eximir de la aplicación del término de reactiva de la Circular 3/2020 a determinadas instalaciones de demanda. El objetivo de esta propuesta de exención es evitar que estas instalaciones reciban penalización por incumplimiento de los rangos de factor de potencia recogidos en el término de reactiva de la Circular 3/2020 cuando participen en la prestación basada en consignas, ya que dicha penalización supondría un fuerte incentivo a no participar en el servicio. En concreto se propone para las siguientes instalaciones:

- Los consumos propios de las instalaciones de producción que compartan punto de conexión a la red de transporte con la instalación de producción.⁶
- Los autoconsumos con excedentes que estén bajo el ámbito de aplicación del RD 413/2014.⁷
- Los consumidores y autoconsumo en cualquier modalidad que participen en la prestación basada en consignas en tiempo real de la propuesta de nuevo procedimiento de operación 7.4.⁸

La conveniencia de esta exención se tendrá que valorar en el ámbito de revisión de la citada circular, con el fin de que los consumidores no se vean penalizados cuando sigan las consignas del operador del sistema.

Tercero.8. Plazo para la implementación del servicio

El operador del sistema solicita que la resolución permita un plazo de adaptación máximo de un año desde la fecha de entrada en vigor del paquete normativo para la implementación todos los desarrollos necesarios, así como que en la resolución se recojan los precios regulados de retribución y penalización del servicio en sus distintas modalidades. Considera necesario además que se permita una entrada en funcionamiento progresiva de los mercados zonales de capacidad reactiva adicional según se vayan dando las condiciones necesarias en cada zona.

En cuanto al plazo de adaptación, esta resolución prevé el inicio de aplicación del nuevo PO7.4, así como de las modificaciones introducidas en el resto de los procedimientos, un año después de su publicación en el Boletín Oficial del

⁶ *“Independientemente de que la instalación de producción genere potencia o no, debe cumplir con el factor de potencia o la consigna de tensión de conformidad con el RD 413/2014 y la propuesta de nuevo procedimiento de operación 7.4; si se mantuviese un término de reactiva para los consumos propios conectados en el mismo punto eléctrico que la instalación de producción, se estaría estableciendo una doble consigna y su consecuente penalización, una para la instalación de producción y otra por los consumos propios, que incluso podrían ir en sentido contrario.”*

⁷ *“En tanto son instalaciones de producción, deben cumplir con el factor de potencia o las consignas de tensión de conformidad con el RD 413/2014 y la propuesta de nuevo procedimiento de operación 7.4. Al igual que en el caso de los consumos propios, si se mantiene el término de reactiva de la Circular de peajes se estarían estableciendo dos consignas de control de tensión para una única instalación, lo que pudiera implicar penalización en caso de que no estuviesen alineadas.”*

⁸ *“El seguimiento de dichas consignas puede impedir el cumplimiento de los rangos de factor de potencia establecidos en la Circular.”*

Estado. Respecto a la entrada progresiva de los mercados zonales, esta Comisión no considera necesario prever nada específico al respecto en esta Resolución, puesto que ya el PO7.4 establece las condiciones y faculta al operador del sistema para lanzar subastas progresivamente a medida que vaya siendo necesario en las distintas zonas.

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

RESUELVE

Primero. Aprobar la adaptación de los procedimientos de operación 3.1 *Proceso de programación*; 3.6 *Comunicación y tratamiento de las indisponibilidades de las unidades de generación, demanda y almacenamiento*; 7.4 *Servicio de control de tensión*; 9.1 *Intercambios de información relativos al proceso de programación*; y 14.4 *Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema*, que se incluyen en el Anexo.

Segundo. Los procedimientos aprobados por la presente resolución surtirán efectos desde el día 1 del mes siguiente a los doce meses de la publicación de esta resolución en el Boletín Oficial del Estado.

Tercero. Dejar sin efecto las versiones anteriormente aprobadas de estos procedimientos en la fecha especificada en el resuelve segundo.

La presente resolución se notificará a Red Eléctrica de España, S.A. y al Operador del Mercado Ibérico Eléctrico (OMIE), y se publicará en el «Boletín Oficial del Estado», en cumplimiento de lo establecido en el artículo 7.1, párrafo final, de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC.

ANEXO: PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN

- P.O.7.4 Servicio de control de tensión
- P.O.3.1 Proceso de programación
- P.O.3.6 Comunicación y tratamiento de las indisponibilidades de las unidades de generación, demanda y almacenamiento
- P.O.9.1 Intercambios de información relativos al proceso de programación
- P.O.14.4 Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema

Nota: el texto del PO7.4 se consulta con los cambios aceptados por ser muy diferente de la versión vigente, el resto de los procedimientos se consultan en extractos cuando son pocos los apartados que experimentan modificación, así como en control de cambios respecto a la última versión del texto aprobada, para facilitar la identificación de las modificaciones.