



## Informe justificativo sobre la propuesta del nuevo servicio de control de tensión en el SEPE

Dirección de Operación

Marzo 2024

Índice

1 Introducción .....3

2 Nuevo servicio de control de tensión .....3

3 Proveedores del Servicio .....4

4 Mercados Zonales de Capacidad Reactiva Adicional .....6

5 Propuesta de procedimientos de operación a modificar.....9

    5.1 Procedimiento de operación 3.1.....9

    5.2 Procedimiento de operación 3.6.....10

    5.3 Procedimiento de operación 9.1.....10

    5.4 Procedimiento de operación 14.4.....10

# 1 Introducción

El sistema eléctrico español peninsular ha ido evolucionando, haciéndose cada año más variable y capacitivo, presentando severos problemas, especialmente de sobretensión en periodos valle y llano. Muestra de ello es la evolución exponencial del número de disparos por sobretensión de instalaciones de generación y demanda en los últimos años, especialmente de la generación basada en electrónica de potencia que no sigue consignas de tensión. Por tanto, resulta imprescindible y urgente actualizar la normativa para dar solución a la crítica situación actual y futura del control de tensión.

En ese sentido, el OS lanzó una consulta pública en 2020 con un diseño inicial para el nuevo servicio de control de tensión en el sistema eléctrico peninsular español. Este diseño ha sido depurado a lo largo de 2022 y 2023 gracias a varios proyectos de investigación y al proyecto demostrativo regulatorio que ha puesto en operación real las tesis del nuevo servicio en dos zonas eléctricas relevantes de la Red de Transporte (RdT) y en coordinación con 42 proveedores del servicio, de varias tecnologías de generación diferentes, agregados en 6 centros de control de generación (CCG). La finalidad de este documento es señalar y justificar los principales cambios que han sido incorporados en la propuesta del nuevo servicio de control de tensión.

Algunos de los aspectos del P.O. han sido coordinados con la redacción de las condiciones de no frecuencia y el subgrupo de trabajo para el análisis del Control de la Tensión (SGCT). Otros aspectos como la determinación del precio de la retribución de la capacidad obligatoria de la prestación basada en consignas en TR, el valor de la penalización por el incumplimiento de la capacidad obligatoria de ambas prestaciones y la fecha de entrada en vigor del propio P.O. corresponden a la CNMC y, por tanto, es esperable que el texto correspondiente se defina en la fase de su consulta o en el propio texto de la Resolución que apruebe los POs.

En el apartado 5 se justifican las modificaciones necesarias en otros procedimientos de operación, concretamente en el P.O. 9.1, P.O. 3.1, P.O. 14.4 y P.O. 3.6. Adicionalmente, en la revisión realizada a finales de 2022 del P.O. 9.3 se incluyeron las modificaciones necesarias para el intercambio de información estructural.

## 2 Nuevo servicio de control de tensión

Actualmente, los proveedores siguen consignas fijas ya sean de tensión o de factor de potencia. El dinamismo creciente del sistema eléctrico en lo que se refiere a una mayor flexibilidad tanto de la generación, demanda, autoconsumo y almacenamiento, así como los flujos variables de las interconexiones internacionales hace que esta metodología basada en el seguimiento de consignas fijas, particularmente de factor de potencia, esté obsoleta y resulte insuficiente para garantizar la seguridad del sistema. El control de tensión debe estar basado en el envío y seguimiento de consignas de tensión óptimas en tiempo real calculadas mediante la utilización de las tecnologías adecuadas. El envío de estas consignas se debe realizar a través de los canales establecidos en la normativa de referencia para el intercambio de información en tiempo real.

### Control terciario

El OS ha diseñado un control terciario que calcula las consignas óptimas en todas las subestaciones de la RdT basado en unos rangos de tensión definidos en los nudos piloto de la RdT, una decena en la red de 400 kV y otra decena en la red de 220 kV, aproximadamente. El algoritmo implementado para el control terciario resuelve un problema de optimización de flujos de carga cuya función principal es mantener un perfil de tensiones dentro de la banda de tensiones admisibles que recogen los P.O. 1.1, 1.3 y 1.4.

### Control secundario

El control secundario está destinado a minimizar el error en régimen permanente entre las consignas de tensión calculadas por el control terciario y las medidas de tensión en cada subestación de la RdT. Se trata de un control proporcional y/o integral que calcula las consignas óptimas para los proveedores en barras de central (BC) o en el punto de prestación del servicio (PPS) según sea su tipo de participación.

## Control de tensión en la Red de Distribución

Los gestores de la red de distribución deberán controlar la tensión de la red bajo su gestión con las herramientas que tengan a su disposición. Adicionalmente, en lo referente al control de tensión en el punto frontera entre la red de transporte y la red de distribución, los distribuidores deberán cumplir las consignas (medidas de coordinación o medidas excepcionales) activadas por el OS en función del nivel de tensión en ciertos nudos piloto de la RdT. Estas medidas forman parte del acuerdo entre el OS y los gestores de la red de distribución para el control de tensión en el punto frontera, para la implementación nacional del artículo 29.5 del Reglamento (UE) 2017/1485.

## 3 Proveedores del Servicio

En los últimos años se han producido importantes avances regulatorios en la línea de mejorar las capacidades técnicas de los proveedores del servicio. 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. Asimismo, se han considerado instalaciones como el almacenamiento o la hibridación ya que es esperable tengan una presencia relevante en el control de tensión del sistema eléctrico en el futuro.

En base a los comentarios recibidos se aclara en la redacción el punto de prestación del servicio, tanto en lo que se refiere a la prestación básica como a la prestación basada en consignas en TR. Se considera barras de central como el punto de prestación del servicio, siendo el punto eléctrico de la instalación de generación y la instalación de demanda en caso de instalaciones de autoconsumo. A este respecto se hace notar que la redacción propuesta está en línea con el Real Decreto 244/2019, si bien, resulta necesario actualizar el último párrafo del punto 1 del Anexo III del Real Decreto 413/2014 para actualizarlo convenientemente en lo relativo a las instalaciones de autoconsumo. Dicha redacción es anterior al Real Decreto 244/2019 y requiere de una actualización en este sentido.

En relación con el punto anterior y también en base a los comentarios recibidos se aclara que la validación de la prestación básica de las instalaciones bajo el ámbito de aplicación del Real Decreto 413/2014 se realiza conforme a lo establecido en el Real Decreto 1110/2007 por el que se aprueba el Reglamento Unificado de Puntos de Medida.

Se incluye también la definición de potencia máxima, en línea con las propuestas de redacción incluidas en otros procedimientos de operación.

### Prestación básica

Una prestación básica es imprescindible 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.

La prestación está basada en lo ya recogido en la normativa vigente, manteniendo los rangos fijos de factor de potencia para la generación RCR bajo el ámbito del RD 413/2014 y ajustando la curva U-Q descrita en el actual P.O. 7.4 para la generación síncrona con objeto de que mantengan una cierta capacidad de generar/absorber potencia reactiva en todo el rango de tensiones admisibles definido en el P.O 1.4.

La penalización definida en el RD 413/2014 imputa una obligación de pago a la generación RCR por incumplimiento del rango de factor de potencia asociado a la potencia activa (2,61 €/MWh). Dado que el control de tensión está asociado a  $Mvarh$  (no a MWh), es imprescindible asociar la obligación de pago a la potencia reactiva generada/absorbida por el proveedor (€/Mvarh). Asimismo, se requiere dicha obligación de pago también a la generación convencional de acuerdo con los principios de igualdad y no discriminación entre tecnologías de generación. De hecho, el término de reactiva de la Circular 3/2020 de aplicación de la demanda está establecido en €/Mvarh, por lo que este cambio sería coherente con la penalización que reciben los consumidores hoy en día.

En base a lo anterior, el OS considera necesario modificar la redacción incluida en el primer párrafo del punto 2 del Anexo III del Real Decreto 413/2014 para asociarla a lo que se establezca en la Resolución por la que

se apruebe este paquete de POs. Si no se modificase el Real Decreto 413/2014, sería necesario evitar una doble penalización en la liquidación para aquellas instalaciones a las que resulte de aplicación tanto el RD 413/2014 como el P.O. 7.4.

Por otro lado, y en base a los comentarios recibidos, se aclara la capacidad obligatoria de las instalaciones híbridas para considerar su capacidad de acceso.

## Prestación basada en consignas en TR

Los proveedores conectados a la RdT de manera voluntaria podrán adecuar sus sistemas de control para poder participar en esta prestación. Es imprescindible que los proveedores mantengan una capacidad reactiva obligatoria, en coherencia con la que les exige actualmente la normativa vigente, debido al carácter local y proporcional del control de tensión. Para limitar su riesgo de desconexión por sub/sobretensión, no basta con la capacidad reactiva adicional asignada en el mercado, esto se explica en mayor detalle en el “Informe técnico-económico del Proyecto Demostrativo Regulatorio del nuevo servicio de control de tensión”. La provisión de energía reactiva obligatoria devengará un derecho de cobro a un precio regulado, así como una obligación de pago si el proveedor no sigue adecuadamente su consigna en TR dentro de los márgenes de su capacidad reactiva obligatoria.

## Habilitación en la prestación basada en consignas en TR

El OS debe realizar pruebas para acreditar el correcto seguimiento de la consigna en tiempo real y la capacidad de reactiva adicional de los proveedores del servicio conectados a su red. Se establece un umbral de 5 MW como la potencia mínima instalada/contratada necesaria para solicitar habilitación en el servicio basado en consignas en TR y por lo tanto en los mercados zonales, en línea con el umbral establecido en el artículo 7.e) ii) del RD 413/2014 a las instalaciones que deben seguir las instrucciones del OS de modificación de su factor de potencia.

## Supervisión de la compensación del aporte de reactiva de las instalaciones de conexión de los proveedores del servicio

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 función de la potencia activa que fluya por ellas. Dicha reactiva no está siendo compensada actualmente y supone un riesgo para la seguridad del sistema, especialmente cuando el recurso primario renovable es bajo por lo que el flujo de potencia activa por las instalaciones de conexión también lo es y ello implica generaciones de reactiva muy relevantes de un orden de magnitud de miles de Mvar que provocan sobretensiones inadmisibles y que deben ser compensadas por otros medios, como el acoplamiento habitual de generación por restricciones técnicas, lo que supone un sobre coste para el sistema sufragado por todos los consumidores.

Es necesario que el OS supervise que el aporte de reactiva de dichas instalaciones de conexión es debidamente compensado por los proveedores conectados a ellas. Si la energía reactiva mensual consumida o generada en algún PCR en contra de las necesidades del sistema es mayor a 1000 Mvarh, el OS debe reportarlo al centro de control delegado de la instalación de enlace que realice la interlocución con los proveedores para que implementen los medios necesarios para una compensación adicional ya sea ampliando la capacidad reactiva de algunos proveedores o mediante la instalación de equipos de control de tensión, tales como reactancias, condensadores o STATCOMs, en las instalaciones de conexión. Si dicha implementación no se realizase tras 2 años desde la notificación por parte del OS, los proveedores conectados a dicho PCR estarían sujetos a penalización.

## Centros de control habilitados por el OS

Los Centros de control habilitados por el OS para el intercambio de información en tiempo real deberán realizar la interlocución entre los proveedores y el OS, tanto para la prestación del servicio (en su función como CCGD) como para la supervisión de la compensación del aporte de reactiva de las instalaciones de conexión (en su función como centro de control delegado de la instalación de enlace). Tras los comentarios

recibidos se aclara la redacción para dejar claro que los centros de control pueden tener una doble función en lo que se refiere al control de tensión.

## Compatibilidad de la prestación del servicio con el término de reactiva de la Circular 3/2020 de la CNMC

A la vista de los comentarios recibidos el OS considera necesario que, junto con la aprobación del paquete normativo que acompaña a este informe, se realice una modificación de la Circular 3/2020 para 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 no realizar una doble validación y que este tipo de instalaciones no 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 en TR.

En concreto se propone para las siguientes instalaciones:

- Los consumos propios de las instalaciones de producción que comparten punto de conexión a la red de transporte con la instalación de producción. 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. Esta doble validación ya se observó en el proyecto demostrativo regulatorio de control de tensión realizado durante el año 2023, y así se reflejó en el tercer párrafo de la página 16 del “Informe técnico-económico del Proyecto Demostrativo Regulatorio del nuevo servicio de control de tensión” enviado a la CNMC en septiembre del 2023.
- Los autoconsumos con excedentes que estén bajo el ámbito de aplicación del RD 413/2014, en tanto son instalaciones de producción y 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 anterior, 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.
- 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, ya que el seguimiento de dichas consignas puede impedir el cumplimiento de los rangos de factor de potencia establecidos en la Circular.

Estos mismos comentarios han sido remitidos por el OS en respuesta a la consulta de modificación de la Circular 3/2020 que se remitieron en febrero de 2024.

## 4 Mercados Zonales de Capacidad Reactiva Adicional

Estos mercados zonales están destinados a incentivar a los proveedores del servicio para ofertar la capacidad de potencia reactiva adicional a la obligatoria de la que puedan disponer. Dado que el control de tensión tiene carácter local, el OS debe definir las zonas eléctricas de influencia sobre las que se articule cada mercado. Asimismo, tendrá que establecer los requerimientos para dichas zonas.

### Actualización y publicación de las zonas eléctricas

El OS actualizará la lista de subestaciones que componen una zona eléctrica con la frecuencia que considere necesaria, teniendo en cuenta los escenarios previstos y la disponibilidad de recursos de control de tensión.

Para dotar de mayor transparencia a la gestión de los mercados zonales de capacidad reactiva adicional, las zonas eléctricas serán publicadas en la página web del OS donde estarán actualizadas permanentemente. Todos los proveedores habilitados para participar en dichos mercados tendrán acceso a esta información.

## Ámbito temporal de los mercados

Se considera que la realización de una sesión diaria principal en el día D-1 es la mejor aproximación ya que tanto el OS como los proveedores del servicio necesitan disponer del escenario de generación para el día D. Se propone, por tanto, la celebración de la sesión diaria en D-1 tras la asignación del Mercado Diario de activa y con anterioridad a la asignación de reserva de banda de secundaria, en el horario establecido en el P.O. 3.1.

Debido a la incertidumbre y variabilidad siempre presente en el sistema eléctrico, se considera imprescindible contar con la posibilidad de convocar sesiones adicionales cercanas al tiempo real que permitan al OS definir con garantías sus necesidades de capacidad reactiva adicional en todo momento.

No se plantean sesiones de carácter anual, trimestral, mensual ni semanal, debido a la cada vez mayor variabilidad de los escenarios de generación e intercambios internacionales. Esto hace que un mercado a largo plazo sea poco eficiente o incluso inviable, no solo por la dificultad para el OS de establecer un requerimiento a largo plazo sino también por la incertidumbre de los proveedores del servicio para conocer su capacidad de reactiva disponible a largo plazo. También, por coherencia con lo establecido en el Reglamento 2019/943 en su artículo 6 para la contratación de las reservas destinadas al balance.

## Período de entrega

Se consideran períodos de entrega horarios. Esto es susceptible de revisión cuando los períodos de entrega de todos los mercados de potencia activa sean cuartohorarios.

## Ofertas a nivel de unidad de programación

Se han considerado los siguientes esquemas para la presentación de ofertas:

- A nivel de sujeto de mercado
- A nivel de unidad de programación
- A nivel de unidad física

Se ha optado por el esquema de unidad de programación con segregación zonal por los siguientes motivos:

1. Es una solución de equilibrio.
2. Por coherencia con el resto de los mercados gestionados por el OS. Esto facilita el aprovechamiento de los procesos y herramientas que tanto el OS como los sujetos ya tienen en funcionamiento, permitiendo una implantación más rápida del mecanismo de mercado.
3. Garantiza la seguridad del sistema siempre y cuando se reciban los desgloses a nivel de unidad física.
4. Cada unidad de programación deberá enviar ofertas diferentes a cada mercado zonal en los que se ubiquen las UF asociadas a dicha UP.

## Máximo número de bloques por oferta

Se han establecido 10 bloques por UP, por coherencia con otros mercados gestionados por el OS y para facilitar la correcta representación de las particularidades de cada UF que compone la UP.

## Bloque de oferta mínima

Se ha establecido un umbral de 0.1 Mvar como el bloque de oferta mínima, ya que este valor representa adecuadamente la frontera entre efectividad para la red de transporte, flexibilidad para los proveedores y precisión de medida.



## Tipos de oferta

Además de los bloques de oferta simple de reactiva, se ha añadido la posibilidad de definir otros campos en la oferta para aquellas tecnologías que lo necesiten:

- Modo de funcionamiento asociado al bloque: posibilita indicar que para dar esa capacidad reactiva es necesario un modo de funcionamiento en concreto.
- Término de coste: posibilita indicar, en € para cada periodo, la necesidad de programar energía activa en el mercado intradiario y expresando la diferencia entre el coste variable y el precio estimado en dicho mercado que necesita ser retribuido. Se podrá indicar un valor por cada modo de funcionamiento existente de la unidad.

## Remuneración

Al tratarse de ofertas con carácter local, la remuneración de los bloques de reactiva se realiza al precio de oferta, *pay as bid*.

Adicionalmente, aquellas unidades que hayan indicado por periodo y modo de funcionamiento un coste horario recibirán dicha cantidad según el modo de funcionamiento asignado en cada periodo.

Finalmente, 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.

## Criterios de asignación

El criterio básico de asignación será proveer el requerimiento solicitado al menor coste global en el horizonte completo de cada sesión de mercado. El coste global tendrá en cuenta todos los aspectos a remunerar a cada unidad que resulte asignada.

Además, se respetarán una serie de condiciones que no podrán incumplirse en la asignación.

- Modalidad: la modalidad A “Seguimiento de consignas de tensión en tiempo real” respecto a la modalidad B “Seguimiento de consignas de potencia reactiva en tiempo real”, garantiza con mayor seguridad la estabilidad del sistema tanto en caso base como ante contingencia. Por este motivo, se ha reflejado la posibilidad de solicitar parte o todo el requerimiento con mayor prioridad de asignación para las ofertas bajo la modalidad A.
- Número mínimos de periodos consecutivos que requieran arranque o cambio de modo de funcionamiento: la asignación de reactiva a las unidades que requieran arranques tendrán asignaciones en al menos ese número mínimo de periodos.
- Tiempos de preaviso: en las sesiones de tiempo real, aquellas unidades que dispongan de tiempo de preaviso, será respetado en la asignación.
- Límites de reactiva impuestos previamente: las limitaciones de reactiva impuestas previamente por el OS a unidades de programación serán respetadas en la asignación.

## Actualización de las ofertas y desgloses

Se propone permitir la actualización de las ofertas y desgloses en cualquier momento y aplicarán con un retraso máximo de 10 minutos si se realizan dentro del periodo. Esto permite dar más flexibilidad a los



proveedores del servicio de cara a que puedan contemplar las mejores previsiones posibles en horizontes cercanos al tiempo real.

## Obligación de pago por incumplimiento de la prestación

Es necesario establecer una obligación de pago por incumplimiento tanto de la prestación obligatoria como adicional ya que ambos pueden ocasionar perjuicio a la seguridad del sistema.

Se plantea una homogeneización del valor de la obligación de pago por incumplimiento de la prestación obligatoria a los proveedores del servicio basada en la Circular 3/2020 y en las condiciones de no frecuencia. Por otra parte, se propone que el valor para el incumplimiento de la prestación adicional esté ligado a las ofertas asignadas en los mercados de capacidad adicional y términos adicionales de retribución.

## 5 Propuesta de procedimientos de operación a modificar

El nuevo servicio de control de tensión que se establece en el P.O. 7.4 requiere que se realicen una serie de modificaciones en otros procedimientos de operación, de manera que el nuevo servicio quede perfectamente definido y se evite cualquier discrepancia entre procedimientos. En los siguientes apartados se describen las modificaciones propuestas para cada uno de los procedimientos de operación necesarios.

### 5.1 Procedimiento de operación 3.1

El procedimiento de operación 3.1 *Proceso de programación* tiene por objeto establecer el proceso de programación diaria, intradiaria y en tiempo real.

En esta propuesta, se propone realizar los siguientes cambios:

- Se crea un nuevo artículo 16, reordenando la numeración de artículos sucesivos, para introducir el servicio de capacidad de reactiva adicional asociado al nuevo servicio de control de tensión.

Este artículo se introduce por analogía con el resto de servicios e incluye las especificaciones necesarias de desarrollo del servicio, así como los horarios límites de los distintos hitos del proceso de asignación de capacidad de reactiva adicional.

- Se incluye la modificación necesaria del apartado 1 del Anexo I, relativo a los horarios de publicación del proceso de programación diario.

Modificaciones tras la consulta pública del OS:

- Se incluye la publicación de carácter informativo de los periodos con requerimiento diario del mercado de capacidad reactiva adicional de forma previa al cierre del periodo de presentación de ofertas de este servicio e integrado en el proceso de asignación del mismo.
- Se incluye la modificación necesaria del punto 2 del anexo IV para contemplar un espacio temporal para recibir reclamaciones relativas a la asignación diaria del mercado de capacidad reactiva adicional, de acuerdo con el resto de publicaciones y servicios de asignación diaria.

El operador del sistema considera conveniente, dado el carácter local del servicio de control de tensión y por continuidad con el proceso de solución de restricciones técnicas llevado a cabo de forma previa a la publicación del PDVP, establecer el proceso de asignación del servicio de capacidad de reactiva adicional a continuación del PDVP, debiendo para ello trasladar el proceso de asignación de reserva de regulación secundaria a una hora más tarde de su horario actual.

El operador del sistema considera este cambio beneficioso ya que permite conocer los distintos compromisos de capacidad de reactiva de las distintas instalaciones del sistema eléctrico peninsular de forma previa al cierre de ofertas de reserva de regulación secundaria, pudiendo aflorar nuevos recursos ofertantes al servicio de regulación secundaria mediante la asignación de capacidad de reactiva.

Para facilitar la comprensión de este cambio se recuerda que estos horarios se plantean teniendo en cuenta que en el momento de implantación del servicio de control de tensión los mercados intradiarios y la publicación de los programas PHF se espera se realicen en los siguientes horarios:

	Sesión 1ª	Sesión 2ª	Sesión 3ª
<b>Cierre de sesión subastas MI</b>	15:00	22:00	10:00
<b>Resultados subastas MI</b>	15:20	22:20	10:20
<b>Recepción de nominaciones por UP y desgloses (*)</b>	15:35	22:35	10:35
<b>Publicación PHF (**)</b>	15:40	22:40	10:40
<b>Horizonte de programación</b>	24 horas	24 horas	12 horas
<b>(Periodos horarios)</b>	(1-24 D)	(1-24 D)	(13-24 D)

## 5.2 Procedimiento de operación 3.6

Con el fin de garantizar que la validación de la prestación del servicio de control de tensión se realiza correctamente y para adaptar el procedimiento a los cambios normativos, se proponen las siguientes modificaciones al P.O. 3.6 *Comunicación y tratamiento de las indisponibilidades de las unidades físicas de generación, demanda y almacenamiento*:

- Se modifica el apartado 3 para recoger en las definiciones de este procedimiento las novedades introducidas por el Real Decreto 1183/2020 de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución eléctricas. Se modifican el resto de los apartados en coherencia.
- Se incluye, en el apartado 4, la responsabilidad de los participantes de mercado de comunicar al OS cualquier imposibilidad de evacuación que pudiera afectar a las instalaciones participantes en el servicio de control de tensión basado en consignas en tiempo real, conforme a lo establecido en el P.O. 7.4. Adicionalmente, se incluye una aclaración en la letra f) del apartado 5 en este sentido.
- Se adaptan las condiciones de declaración de indisponibilidades de potencia activa a cualquier unidad física de tipo renovable.

Modificaciones tras la consulta pública del OS:

- Se mantiene la obligación de comunicar indisponibilidad a las unidades de programación de generación asociada al servicio de interrumpibilidad, ya que siguen en vigor los procedimientos asociados a este servicio.
- Se elimina la definición de la capacidad máxima de instalaciones de almacenamiento por ser redundante con las definiciones ya recogidas en el procedimiento.

## 5.3 Procedimiento de operación 9.1

Es necesario incluir en este procedimiento de operación 9.1 el apartado dedicado a las publicaciones de información asociadas a los mercados zonales de capacidad reactiva adicional, en línea con el resto de mercados.

## 5.4 Procedimiento de operación 14.4

El procedimiento de operación 14.4 *Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema* tiene por objeto determinar los derechos de cobro y las obligaciones de pago derivados de la liquidación de los servicios de ajuste del sistema.

En esta propuesta, se propone realizar los siguientes cambios:

- Se modifica el apartado 1 para añadir el servicio de control de tensión.
- Se añade un nuevo apartado 29 con la liquidación del servicio de control de tensión, que incluye los derechos de cobro por la prestación basada en consignas en tiempo real y las obligaciones de pago por el

incumplimiento de la prestación del servicio basado en consignas en tiempo real y por el incumplimiento de la prestación básica.

- No se ha eliminado el apartado 28 *Liquidación del control del factor de potencia* ya que el Anexo III 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 (en adelante RD 413) está vigente.

En caso de que a la entrada en vigor de este procedimiento el citado anexo siguiera en vigor, el incumplimiento de la prestación básica podría suponer una penalización adicional a la establecida en el RD 413. En ese caso, en tanto no se modifique el RD 413, podría considerarse que la penalización de la prestación básica sea el mayor valor entre la penalización establecida en el RD 413 y la penalización propuesta en el apartado 29.1

- Se modifica el apartado 30 para añadir el coste o ingreso derivado del servicio complementario de control de tensión en el coste horario agregado de los servicios de ajuste del sistema que se repercute a la demanda.
- Se corrige una errata de referencias en los apartados 15.4 y 30.4.

Modificaciones tras la consulta pública del OS:

- Se modifica el apartado 3, para incluir el criterio de signos y las unidades de energía reactiva relativa al servicio de control de tensión.
- Se modifica la fórmula del apartado 29.3 para que, en caso de incumplimiento de la capacidad reactiva adicional asignada, se devuelva también la parte proporcional del coste horario de los arranques asignados en la hora.

**red eléctrica**  
Una empresa de Redeia