



RED
ELÉCTRICA
DE ESPAÑA

Grupo Red Eléctrica

Condiciones y requisitos para un proyecto de demostración regulatorio de control de tensión

Dirección General de Operación

Julio 2022



Control de cambios

Versión	Descripción
1 (29/Abril/2022)	Borrador original
2 (19/Mayo/2022)	Modificado en virtud de los comentarios de la CNMC
3 (12/Julio/2022)	Modificado en virtud a las alegaciones del sector
4 (19/Julio/2022)	Modificado en virtud de los comentarios de la CNMC



Contenido

Propuesta de proyecto de demostración regulatorio de control de tensión	4
Anexo 1. Especificación de requisitos para los participantes del proyecto	6
1 Prestación del servicio	6
2 Mercados zonales de capacidad reactiva.....	8
2.1 Comunicación de requerimientos de capacidad reactiva	8
2.2 Período para la recepción de ofertas de capacidad reactiva.....	8
2.3 Características de las ofertas de capacidad reactiva	8
2.4 Asignación de ofertas de capacidad reactiva.....	9
2.5 Comunicación y publicación de resultados de capacidad reactiva	10
2.6 Comunicación de desgloses de unidades de programación en unidades físicas de capacidad reactiva.....	10
2.7 Limitaciones establecidas por el OS y desasignaciones de capacidad reactiva	10
3 Pruebas de habilitación para los mercados zonales de capacidad	10
4 Validación del cumplimiento de la prestación del servicio.....	12
5 Retribución del servicio	14
5.1 Valoración de la capacidad desasignada.....	14
5.2 Penalización por incumplimiento de la prestación del servicio de control de tensión	14
Anexo 2. Especificación de requisitos para el sistema de control	16
Anexo 3. Principales características de los mercados zonales de capacidad reactiva.....	21
Anexo 4. Parámetros considerados en la validación del servicio	22

Propuesta de proyecto de demostración regulatorio de control de tensión

La Directiva (UE) 2019/944 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE establece, en su artículo 40, que los gestores de red deben contratar los servicios auxiliares mediante procedimientos transparentes, no discriminatorios y basados en mecanismos de mercado. El nuevo servicio de control de tensión se encuentra bajo el ámbito de dicha Directiva como servicio de ajuste de no frecuencia.

Actualmente, los proveedores del servicio siguen consignas fijas que los gestores de red emiten por teléfono, correo electrónico o incluso correo ordinario. El dinamismo creciente del sistema eléctrico en lo que se refiere a una mayor flexibilidad tanto de la generación, demanda, autoconsumo y almacenamiento como de las interconexiones internacionales hace que estas metodologías de control de tensión requieran con urgencia una actualización. Un control de tensión eficiente debe estar basado en el seguimiento de consignas en tiempo real calculadas mediante el uso de las nuevas tecnologías capaces de utilizar las mayores capacidades técnicas disponibles en los proveedores gracias a los importantes avances regulatorios que se han producido en los últimos años. Esto redundaría tanto en la seguridad del sistema como en la mejora de la calidad del servicio y la reducción de costes y de emisiones de CO2 en los que actualmente se ha de incurrir al resolver los problemas de tensión mediante la programación de entregas de potencia activa en el proceso de solución de restricciones técnicas.

En cumplimiento de las anteriores premisas, al amparo del Artículo 24 de la Circular 3/2019 y en coordinación con la redacción de la propuesta de Condiciones aplicables a los servicios de no frecuencia y otros servicios para la operación del sistema, REE propone a la CNMC el desarrollo de un proyecto de demostración para el servicio de control de tensión en el sistema eléctrico peninsular español, basado en las condiciones que se detallan a continuación y con las especificaciones técnicas que se describen en los anexos:

Primero.

Los proveedores del servicio que deseen participar en el proyecto deberán cumplir las siguientes condiciones:

- a. Ser instalaciones de producción, de almacenamiento o de demanda conectadas a la red de transporte y con potencia instalada o contratada respectivamente superior a 5 MW.
- b. Presentar su solicitud de participación al OS en un plazo de 40 días naturales tras la publicación en el BOE de la Resolución de la CNMC que apruebe la realización de este proyecto (en adelante, la Resolución). Dicha solicitud se realizará mediante el envío al OS por correo electrónico del formulario de información estructural disponible en su web pública tras la publicación de la Resolución.
- c. Acreditar su capacidad de seguimiento de consignas en tiempo real en alguna de las modalidades recogidas en el Anexo 1.
- d. Disponer de las capacidades técnicas necesarias para habilitarse en el mercado de reactiva.

Segundo.

El Operador del Sistema (OS) será responsable de publicar, en un plazo de 50 días naturales tras la publicación de la Resolución, a la CNMC y a los solicitantes:

- a. El modelo de acuerdo de adhesión para el proyecto.
- b. Los proveedores seleccionados para participar en el proyecto y sus correspondientes zonas eléctricas en virtud de los siguientes criterios:
 - i. Maximizar número de proveedores en cada zona para garantizar la competencia.
 - ii. Priorizar las zonas con mayores necesidades de control de tensión.



Tercero.

Los proveedores seleccionados para participar en el proyecto deberán:

- a. Remitir al OS el acuerdo de adhesión al proyecto firmado, en un plazo de 60 días naturales tras la publicación de la Resolución.
- b. Intercambiar su información en tiempo real con el OS, así como las señales adicionales requeridas en el proyecto para la prestación del servicio de control de tensión, a través de su Centro de Control de Generación y Demanda (CCGD) en un plazo de 100 días naturales tras la publicación de la Resolución.
- c. Implementar los desarrollos necesarios para el seguimiento de consignas en tiempo real en un plazo de 140 días naturales tras la publicación de la Resolución.
- d. Realizar las pruebas de habilitación para el mercado de capacidad de reactiva, recogidas en el Anexo 1, en un plazo de 160 días naturales tras la publicación de la Resolución.
- e. Encontrarse en condiciones de participar en el mercado de capacidad de reactiva en un plazo de 170 días naturales tras la publicación de la Resolución.

Cuarto.

En virtud de las metodologías establecidas en el Anexo 1 el OS será responsable de:

1. Enviar en tiempo real las consignas óptimas a los CCGD para mejorar el perfil de tensión de la red de transporte.
2. Analizar y optimizar la eficiencia de las diferentes metodologías para el funcionamiento del mercado de capacidad reactiva. Cabe destacar que durante la duración del proyecto piloto no se resolverán restricciones técnicas por control de tensión en el proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF en las zonas participantes en el proyecto.
3. Validar el correcto seguimiento de las consignas en tiempo real por parte de los proveedores.
4. Liquidar la prestación del servicio, así como los incumplimientos de la capacidad reactiva ofertada y asignada.
5. Liquidar la financiación del servicio.
6. Reportar los resultados más relevantes del proyecto tanto a la CNMC como a los participantes del proyecto y publicar las conclusiones al sector en su conjunto.

Quinto.

La duración del proyecto será flexible, siendo la duración máxima 6 meses y la mínima 1 mes, en función de los resultados que se obtengan, existiendo en todo momento la posibilidad por parte del OS de modificar la metodología del nuevo servicio de control de tensión en el marco del proyecto con el objetivo de optimizarlo. Los proveedores podrán comunicar el desistimiento de su participación en el proyecto hasta 48 horas tras la publicación de la nueva metodología por parte del OS.

El OS podrá finalizar o suspender temporalmente el proyecto de demostración en cualquier momento en una o varias zonas si:

- 1) Por razones técnicas o por cualquier otra razón, atendiendo a hechos objetivos y debidamente justificados, que impidan su continuación.
- 2) Los costes semanales o mensuales del proyecto superan el 100% del valor máximo semanal o mensual del sobrecoste de restricciones técnicas por control de tensión de los dos últimos años móviles en dicha zona participante en el proyecto, donde:



- La fecha de fin de los años móviles es el inicio efectivo del mercado de capacidad reactiva adicional en cada zona.
- El sobrecoste de los años móviles es igual a la diferencia entre los derechos de cobro/obligaciones de pago de la energía programada por control de tensión en el proceso de solución de restricciones técnicas en Fase I del PDBF y en tiempo real, y dicha energía valorada al precio marginal horario del mercado diario.
- El valor medio semanal del sobrecoste de los dos últimos años móviles es igual al sobrecoste de los dos últimos años móviles dividido por 730 y multiplicado por 7.
- El valor medio mensual del sobrecoste de los dos últimos años móviles es igual al sobrecoste de los dos últimos años móviles dividido por 730 y multiplicado por 31.
- En el cómputo de costes semanales y mensuales del proyecto, además de las retribuciones a la capacidad asignada en las nuevas sesiones diaria y de tiempo real de capacidad reactiva, se incluirá el coste de las asignaciones de potencia activa en el Mercado de Seguridad de Tiempo Real que sean requeridas para el control de la tensión en los casos en que el mercado de capacidad reactiva no haya provisto suficiente capacidad reactiva.

Anexo 1. Especificación de requisitos para los participantes del proyecto

El objeto de este anexo es especificar los requisitos que los proveedores y los CCGD, a través de los cuales intercambian su información en tiempo real con el OS, deben cumplir para poder participar en el proyecto. Se trata de unos mínimos imprescindibles para que el control de tensión se realice en las condiciones de seguridad y fiabilidad adecuadas.

1 Prestación del servicio

El OS podrá seleccionar la modalidad de prestación del servicio de cada proveedor dentro de las que éste haya declarado tener disponibles en el proyecto. Asimismo, emitirá, a través de los canales establecidos conforme al Anexo 2, las consignas en tiempo real a los CCGD, los cuales a su vez las reenviarán a los proveedores que deberán ser capaces de variar su potencia reactiva atendiendo a las modalidades presentadas a continuación. El tiempo de respuesta¹ frente a variaciones de consigna debe ser inferior a 1 minuto, salvo indicación en contra del OS que podrá requerir tiempos mayores si así lo requiriera la seguridad del sistema. Los proveedores podrán solicitar participar en el proyecto en las siguientes modalidades (no son excluyentes):

- Modalidad A: Seguimiento de consigna de tensión en tiempo real

Los proveedores acogidos a esta modalidad seguirán la consigna de tensión en barras de central (BC)² que reciban de su CCGD en tiempo real. Para ello, los proveedores deberán variar su potencia reactiva en BC mediante un control proporcional al desvío unitario de la consigna de tensión respecto de la medida de tensión en BC, en las condiciones que determine la normativa de aplicación según su tecnología³.

¹ Se define tiempo de respuesta como el tiempo que tarda el proveedor del servicio en aportar el 90% de la potencia reactiva requerida por su control ante variaciones de alguna de sus variables.

² Se define Barras de Central del proveedor como el punto eléctrico, de la red de conexión del proveedor, más cercano al Punto de Conexión a Red (PCR) siempre que dicho punto no sea compartido con otro proveedor. El OS podrá contemplar excepciones a lo anterior debido a imposibilidades técnicas como, por ejemplo, que el proveedor no pueda disponer de las medidas eléctricas en dicho punto eléctrico. Cuando el proveedor esté compuesto por varios MGE conectados a más de un PCR, se define a nivel de MGE en lugar de a nivel de proveedor BC utilizando el mismo criterio mencionado anteriormente.



- Modalidad B: Seguimiento de consigna de reactiva en tiempo real

Los proveedores acogidos a esta modalidad deberán variar su potencia reactiva siguiendo la consigna de potencia reactiva en BC que reciban de su CCGD en tiempo real, en las condiciones que determine la normativa de aplicación según su tecnología³.

Adicionalmente, podrán disponer de un control de tensión primario local y autónomo capaz de responder a las variaciones de tensión en bornes de máquina. La lógica de dicho control primario y su parametrización debe salvaguardar la fiabilidad del sistema eléctrico sin causar interacciones no deseadas con los controles de otros proveedores.

- Modalidad C: Seguimiento de consigna de factor de potencia en tiempo real

Los proveedores acogidos a esta modalidad deberán variar su potencia reactiva siguiendo la consigna de factor de potencia en BC que reciban de su CCGD en tiempo real, en las condiciones que determine la normativa de aplicación según su tecnología³.

Con el objetivo de dar flexibilidad a la participación de los proveedores en el proyecto, si comparten punto de conexión a red (PCR) podrán acogerse a la participación conjunta en punto de provisión de servicio (PPS)⁴ en las modalidades A, B y C. Dicha participación debe incluir a todos los proveedores conectados a red a través del PPS y debe ser solicitada a través de un único CCGD, el cual debe enviar las telemidas de tensión, potencia activa y reactiva en el PPS al OS. El CCGD debe repartir consignas a los proveedores con objeto de dar seguimiento a las consignas enviadas por el OS en PPS con los mismos requerimientos descritos para la participación individual, pero proveyendo el servicio en PPS en lugar de en BC.

Las funciones del OS durante el proyecto son las especificadas a continuación:

- a) Enviar las consignas en tiempo real a los CCGD.
- b) Definir, para la red de transporte, las subestaciones que conforman las zonas vinculadas a cada mercado de capacidad reactiva.
- c) Establecer el requerimiento para los mercados de capacidad reactiva de la red de transporte con objeto de asegurar la existencia de reservas adecuadas.
- d) Realizar las pruebas de habilitación para los mercados de capacidad.
- e) Realizar la validación de la prestación del servicio.
- f) Calcular los derechos de cobro y obligaciones de pago derivados de la prestación del servicio.

Las funciones de los CCGD durante el proyecto son las especificadas a continuación:

- a) Facilitar al OS la información en tiempo real requerida conforme al Anexo 2.
- b) Reenviar a los proveedores bajo su control las consignas recibidas en tiempo real con una periodicidad de al menos 4 segundos, conforme al Anexo 2.

³ En caso de proveedores que no estén bajo el ámbito de aplicación de ninguna normativa que determine sus tiempos de respuesta, dicho tiempo deberá ser inferior a 1 minuto.

⁴ Se define como Punto de Provisión del Servicio aquel punto eléctrico en el que los proveedores decidan proveer el servicio de manera conjunta. Debe encontrarse entre BC y el PCR, pudiendo coincidir con el PCR.



- c) En la modalidad de participación conjunta, implementar un control que establezca un reparto de consignas a los proveedores del servicio bajo su control con objeto de dar seguimiento a la consigna recibida en PPS en tiempo real.

Los proveedores del servicio deberán remitir las telemidas de potencia activa (P), potencia reactiva (Q) y tensión eficaz (U) en BC, conforme se define en este mismo apartado, a través de su CCGD.

2 Mercados zonales de capacidad reactiva

El OS comunicará el requerimiento de capacidad reactiva para cada una de las zonas con objeto de garantizar los criterios de seguridad de su red. Cada zona va asociada a un mercado. La definición de las zonas podrá variar según determine el OS en función de los escenarios previstos y las necesidades del sistema.

El OS realizará subastas para cada mercado zonal en el horizonte diario para cada periodo de entrega, bien de capacidad para generar reactiva o de capacidad para absorber reactiva. El OS podrá asimismo realizar subastas en tiempo real en determinadas zonas, en el sentido y periodos de entrega que necesiten capacidad adicional a la asignada en horizonte diario.

Los proveedores podrán participar en la modalidad que mejor se adapte a sus características. Cada proveedor irá asociado al mercado zonal al que esté asignada la subestación de red de transporte a la que esté conectado.

2.1 Comunicación de requerimientos de capacidad reactiva

Antes de transcurridos 30 minutos tras la publicación de programa diario viable provisional (PDVP), el OS publicará una estimación no vinculante de los requerimientos de capacidad reactiva previstos en horizonte diario en ese momento.

2.2 Período para la recepción de ofertas de capacidad reactiva

El buzón de ofertas se abrirá tras la publicación del PDVP y permanecerá abierto hasta 30 minutos después de la publicación de resultados de la banda de regulación secundaria de potencia activa, momento en el que se realizará la asignación del requerimiento de capacidad reactiva para el horizonte diario.

El OS podrá prolongar este plazo de recepción de ofertas, sólo en casos excepcionales y previa comunicación a todos los proveedores indicando la nueva hora de cierre del período de recepción de ofertas, y las causas en las que se ha basado la decisión de la prolongación del periodo de recepción de ofertas.

Las ofertas no asignadas en horizonte diario podrán ser actualizadas de forma continua, de manera que puedan ser tenidas en cuenta ante eventuales asignaciones de capacidad reactiva en tiempo real. Esta posibilidad proporciona flexibilidad a los proveedores, y además fomenta una mayor eficiencia y rapidez en el proceso de asignación de capacidad reactiva en tiempo real. Las ofertas no asignadas y los desgloses asociados serán actualizables hasta 15 minutos antes del comienzo del período de entrega para el cual aplica la oferta, salvo en aquellos casos en los que el OS comunique, a través del sistema de información del OS, una prolongación del periodo para la actualización de estas ofertas.

2.3 Características de las ofertas de capacidad reactiva

Los proveedores deben presentar ofertas por, al menos, la capacidad reactiva habilitada que tengan disponible en cada período de entrega. La duración de los períodos de entrega se recoge en el Anexo 3.



Las ofertas se realizarán a nivel de unidad de programación por sus sujetos responsables. Las ofertas, consideradas firmes, serán del tipo que se indica en el Anexo 3.

Cada unidad de programación podrá enviar una única oferta a cada uno de los mercados en los que tenga unidades físicas habilitadas. En cada oferta se debe especificar la siguiente información:

1. Mercado zonal al que se envía la oferta.
2. Sentido: generación o absorción de potencia reactiva.
3. Priorización: A, B o C.
4. Condición compleja opcional: ingreso mínimo, como resultado de un término fijo y uno variable.
5. Periodo de entrega.
6. Número de bloque: en orden correlativo de 1 al número máximo de bloques recogido en el Anexo 3.
7. Capacidad reactiva del bloque (Mvar)
8. Precio del bloque (EUR/Mvar): el precio del bloque se entenderá referido a la duración completa del período de entrega.
9. Posibilidad de indivisibilidad de bloque.

Los proveedores deberán presentar una oferta técnica mínima, definida en el Anexo 3 del presente procedimiento, para cada bloque de oferta. Esta cantidad delimita el equilibrio entre efectividad, observabilidad y el principio de no discriminación. Con ello se otorga flexibilidad a los proveedores para plasmar las particularidades de su tecnología. También se establecerán, en el documento de intercambios de información entre los proveedores del servicio y el OS, los límites técnicos correspondientes.

2.4 Asignación de ofertas de capacidad reactiva

El proceso de asignación de ofertas se regirá por el siguiente orden de prioridad:

1. Modalidad de prestación del servicio.

Prioridad A: Modalidad A y dentro de la modalidad B, las que dispongan de un control de tensión primario local y autónomo capaz de responder a variaciones de tensión en bornes de máquina.

Prioridad B: Modalidad B que no dispongan de un control de tensión primario local y autónomo capaz de responder a las variaciones de tensión en bornes de máquina.

Prioridad C: Modalidad C

2. Ofertas más económicas dentro de una misma modalidad.

3. Aquella que hayan sido presentadas o actualizadas con anterioridad.

El OS podrá anular la prioridad 1, para una parte o para el total del requerimiento de capacidad reactiva, en caso de que la seguridad del sistema no la requiera.

En caso de resultar asignada, la oferta será remunerada al precio indicado por el proveedor.

La suma de las capacidades asignadas en cada mercado deberá coincidir con el requerimiento de dicho mercado considerando la tolerancia definida en el Anexo 3 del presente procedimiento. En caso de no haber suficiente volumen en las ofertas para cubrir el requerimiento, se asignarán todas las ofertas presentadas siempre que superen la validación de ingresos mínimos.



2.5 Comunicación y publicación de resultados de capacidad reactiva

El OS comunicará los resultados del proceso de asignación de ofertas de capacidad reactiva a los sujetos responsables de cada unidad de programación una vez finalizado el proceso.

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

2.6 Comunicación de desgloses de unidades de programación en unidades físicas de capacidad reactiva

Con un retraso no superior a 1 hora respecto a la comunicación de las asignaciones de las subastas en horizonte diario, los sujetos titulares (o sus representantes) facilitarán al OS la información correspondiente a los desgloses de la capacidad asignada de las unidades de programación por unidad física, al objeto de que esta información pueda ser tenida en cuenta en los análisis de seguridad del sistema y en la validación del servicio. Los desgloses deberán ser comunicados con un retraso no superior a 5 minutos respecto a la comunicación de las asignaciones en tiempo real. En caso de no comunicarse los desgloses, se realizará un desglose por defecto por el propio OS.

Se considerará que el desglose de una unidad de programación es incorrecto cuando la suma de los desgloses de las unidades físicas que componen dicha unidad de programación difiera de la capacidad asignada a la unidad de programación, con una tolerancia definida en el Anexo 3 del presente procedimiento.

Los desgloses serán actualizables hasta 15 minutos antes del comienzo del período de entrega para el cual aplican.

Este desglose de programas será aplicable a todas aquellas unidades de programación compuestas por más de una unidad física.

2.7 Limitaciones establecidas por el OS y desasignaciones de capacidad reactiva

El OS podrá introducir limitaciones de potencia reactiva en caso de detectar problemas de seguridad en su red. El OS no permitirá a los proveedores afectados por la limitación asignar más capacidad reactiva que la que cumpla las limitaciones impuestas.

Cuando el OS introduzca limitaciones por seguridad de potencia activa que impliquen a su vez limitaciones en la capacidad reactiva disponible de los proveedores, los proveedores podrán solicitar al OS que les desasigne la capacidad reactiva necesaria para cumplir las limitaciones impuestas. El OS validará dichas solicitudes conforme a las capacidades resultantes de las pruebas de habilitación.

Cuando los proveedores comuniquen una imposibilidad de conexión a la red, el OS desasignará la totalidad de la capacidad reactiva asignada.

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

3 Pruebas de habilitación para los mercados zonales de capacidad

El OS debe realizar pruebas para acreditar la capacidad reactiva de los proveedores del servicio conectados a su red. Dichas pruebas deben estar basadas en los principios comunes definidos en el presente apartado. Las pruebas se articularán en las



siguientes fases que podrán repetirse hasta para tres valores de potencia activa de cara a estimar la capacidad reactiva en BC para todo el rango de transferencia de potencia activa del proveedor. Las pruebas podrían realizarse simultáneamente a los proveedores que soliciten participar conjuntamente en PPS.

El OS enviará al CCGD del proveedor consignas de tensión, reactiva o factor de potencia según el proveedor haya solicitado participar en las modalidades A, B o C respectivamente.

Cada fase puede ser realizada mediante el envío escalonado de consignas si fuera necesario para garantizar la estabilidad del sistema eléctrico y del propio proveedor. Se debe continuar a la siguiente fase una vez se estabilice el aporte de reactiva del proveedor.

FASE 1:

El OS envía una consigna (c1) que implique una inyección de reactiva moderada.

FASE 2:

El OS envía una consigna (c2) que implique la saturación del proveedor a su límite máximo de generación de reactiva.

FASE 3:

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

FASE 4:

El OS envía una consigna (c4) que implique una absorción de reactiva moderada.

FASE 5:

El OS envía una consigna (c5) que implique la saturación del proveedor a su límite máximo de absorción de reactiva.

FASE 6:

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

Las potencias reactivas aportadas por el proveedor transcurrido un minuto de la emisión de las consignas en las fases 2 y 5 determinarán su capacidad reactiva habilitada de generación y absorción respectivamente.

Los proveedores del servicio podrán solicitar la repetición de las pruebas en caso de que factores como la escasez de recurso primario o escenarios de sub/sobretensión de la red no permitan estimar la totalidad de la capacidad reactiva disponible.



4 Validación del cumplimiento de la prestación del servicio

Los proveedores deberán comunicar las imposibilidades de conexión a red que les impidan dar cumplimiento a la prestación adicional del servicio a potencia activa nula. Esta comunicación se realizará a la mayor brevedad posible al OS a través de los medios y procedimientos establecidos. El periodo de vigencia de dicha imposibilidad de conexión a la red deberá ser actualizada con la mejor previsión disponible.

El OS debe realizar una validación horaria de los proveedores del servicio durante las horas que no hayan declarado imposibilidad de conexión a la red.

Se realiza un muestreo cincominutal de las telemidas de tensión (U), potencia activa (P) y potencia reactiva (Q) y de la consigna en BC o PPS dependiendo de la modalidad de provisión del servicio. Si alguna de las anteriores telemidas no llega con carácter válido al OS, la muestra no cumple el servicio. Para cada hora se establecen los siguientes estados asociados a cada proveedor del servicio:

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

El cumplimiento del servicio de cada muestra se describe a continuación para cada modalidad. En el anexo 4 se especifica la definición y valores por defecto de los parámetros y la definición de todas las variables utilizadas en las fórmulas.

- Validación de la Modalidad A

si

$$|Q - Q_{requerida}| < \varepsilon_{Q_A}$$

Siendo $Q_{requerida}$ la que se detalla en el Anexo 4.

- Validación de la Modalidad B

Una muestra es válida si se cumple la siguiente inecuación:

$$|Q - Q_{requerida}| < \varepsilon_{Q_B}$$

Siendo:

$$Q_{requerida} = Q_{consigna}$$

- Validación de la Modalidad C

Una muestra es válida si se cumple la siguiente inecuación:

$$|Q - Q_{requerida}| < \varepsilon_{Q_C}$$

Siendo:



$$Q_{requerida} = \frac{P \sqrt{1 - fdp_{consigna}^2}}{fdp_{consigna}}$$

Para las tres modalidades anteriores, si la muestra no es válida, el OS debe comparar la potencia reactiva requerida en BC con la capacidad reactiva asignada en el mercado ($Q_{adicional}$), tanto para los requerimientos de absorción ($Q_{requerida} < 0$) como de generación ($Q_{requerida} > 0$).

$$\text{Si: } |Q_{requerida}| \leq |Q_{adicional}|$$

La muestra no cumple el servicio y la potencia reactiva a penalizar es:

$$Q_{PEN i} = |Q_{requerida} - Q|$$

$$\text{Si: } |Q_{requerida}| > |Q_{adicional}|$$

$$Q_{PEN i} = |Q_{adicional} - Q|$$

En caso de que la muestra no sea válida en proveedores en participación conjunta en PPS o proveedores compuestos por varios MGEs y/o instalaciones de almacenamiento, la muestra cumple el servicio si la suma de sus teled medidas de potencia reactiva es igual o mayor que la suma de sus $Q_{adicional}$. En caso de participación conjunta en PPS, si se incumple la anterior verificación, solo las instalaciones que estén saturadas en su capacidad reactiva en BC cumplirán el servicio. El OS determinará las $Q_{PEN i}$ de los MGEs y/o instalaciones no saturados en BC acorde a la metodología descrita anteriormente.

El OS determinará la $Q_{PEN i}$ de los proveedores no saturados en BC acorde a la metodología descrita anteriormente.

La información del estado S1 o S2 será publicada para cada proveedor a través del sistema de información del OS junto con la hora analizada. Para los proveedores en estado S2, se publicarán dos valores de energía reactiva penalizable (Q_{PENp}) de forma separada para los requerimientos de absorción y de generación de Q:

$$Q_{PENADp} = \frac{\sum Q_{PENAD i}}{n}$$

Siendo:

i: cada muestra que incumple el requerimiento de absorción o generación de Q

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

p: el proveedor evaluado



5 Retribución del servicio

Tanto la prestación del servicio de control de tensión lleva asociada una retribución económica y su incumplimiento conlleva una obligación de pago. La asignación de oferta será valorada al precio de la oferta de la capacidad reactiva del bloque asignado para el período de entrega, expresado en EUR/Mvar.

La capacidad reactiva asignada a la UP u , QAD_u , se retribuirá al precio medio ponderado de las ofertas asignadas a la UP u en los distintos mercados de capacidad reactiva, $PPQAD_u$ será calculado mediante las siguientes fórmulas para cada período de entrega y sentido (generación/absorción de reactiva):

$$QAD_u = \sum_Z \sum_B QAD_{B,Z}$$

$$PPQAD_u = \frac{\sum_Z \sum_B POQAD_{B,Z} \times f_B \times QAD_{B,Z}}{QAD_u}$$

Siendo:

$POQAD_{B,Z}$ Precio de oferta de la capacidad reactiva asignada del bloque B de la UP u en la zona Z.

f_B Proporción de vigencia del bloque B respecto a la duración total del período de entrega.

$QAD_{B,Z}$ Capacidad reactiva asignada del bloque B de la UP u en la zona Z.

5.1 Valoración de la capacidad desasignada

El volumen de capacidad desasignada representará una obligación de pago valorada al precio medio ponderado de las ofertas asignadas a una UP en cada zona por sentido y período.

5.2 Penalización por incumplimiento de la prestación del servicio de control de tensión

Los proveedores que hayan obtenido un estado 2 en la validación del servicio incumplen la prestación del servicio.

El precio del incumplimiento de la prestación del servicio de control de tensión de la UP u será el precio medio ponderado de incumplimiento de la UP u , $PQINCAD_u$ multiplicado por el factor de penalización k_{ad} definido en el Anexo 3 del presente procedimiento.

El precio $PQINCAD_u$ será calculado mediante las siguientes fórmulas para cada período de entrega y sentido (generación/absorción de reactiva):

$$PQINCAD_u = \frac{\sum_Z PPQADUP_Z \times QAD_{p,Z}}{\sum_Z QAD_{p,Z}}$$

La energía reactiva incumplida por la UP u con instalaciones p con incumplimiento, $QINCAD_u$, será calculada de la siguiente forma para cada período de entrega y sentido (generación/absorción de reactiva):



$$QINCAD_u = \sum_Z \sum_p Q_{PEN_{p,Z}}$$

Siendo:

$QAD_{p,Z}$ Capacidad reactiva asignada a las instalaciones p con incumplimiento de la UP u en la zona Z.

$PPQADUP_Z$ Precio medio ponderado de la capacidad reactiva asignada a la UP u en la zona Z.

$$PPQADUP_Z = \frac{\sum_B POQAD_{B,Z} \times f_B \times QAD_{B,Z}}{\sum_B QAD_{B,Z}}$$

Siendo:

$POQAD_{B,Z}$ Precio de oferta de la capacidad reactiva asignada del bloque B de la UP u en la zona Z, en todas las sesiones.

f_B Proporción de vigencia del bloque B respecto a la duración total del período de entrega.

$QAD_{B,Z}$ Capacidad reactiva asignada del bloque B de la UP u en la zona Z.

$Q_{PEN_{p,Z}}$ Energía reactiva penalizable de los proveedores p con incumplimiento de la UP u en la zona Z de acuerdo a lo dispuesto en los apartados.



Anexo 2. Especificación de requisitos para el sistema de control

Este anexo describe los requisitos técnicos a implementar en los sistemas de control de los CCGD y proveedores.

Los valores de las consignas tienen siempre carácter absoluto, no son incrementales sobre las medidas de tiempo real ni sobre la consigna enviada anteriormente.

El número de decimales a considerar en todas las señales es 3.

El criterio de signos común para todas las señales es [+] generación, [-] consumo. Tomando como ejemplo la señal de consigna de factor de potencia (FdP):

[+] significa que el FdP es capacitivo (o neutro cuando su valor es 1)

[-] significa que el FdP es inductivo.

Los proveedores deben intercambiar información en tiempo real con el OS a través de un CCGD, tal y como se recoge en el procedimiento de operación para el intercambio de información en tiempo real con el OS. Asimismo, deben disponer de las capacidades técnicas para responder a las consignas recibidas en el tiempo indicado en el Anexo 1.

La comunicación de los CCGD con cada uno de sus proveedores debe ser preferentemente mediante enlace directo para minimizar las probabilidades de fallo en la cadena de comunicaciones.

En su caso, los CCGD recibirán del OS las siguientes señales para cada proveedor cuando la prestación del servicio sea individual:

Nombre	Formato	Valores	Unidad	Descripción
Consigna de tensión	Real	Consigna que debe seguir el proveedor si Tipo de Consigna=V	kV	Ver Nota 1
Consigna de potencia reactiva	Real	Consigna que debe seguir el proveedor si Tipo de Consigna=Q	Mvar	Ver Nota 1
Consigna de factor de potencia	Real	Consigna que debe seguir el proveedor si Tipo de Consigna = FdP	Adim	Ver Nota 1



Nombre	Formato	Valores	Unidad	Descripción
Tipo de Consigna	Real	1=V 2=0 3=FdP	NA	Valor establecido manualmente por el OS entre los Tipos de Consigna que el proveedor ha declarado tener disponibles en el proceso de alta (información estructural).
Modo de Funcionamiento	Real	0=OFF 1=ALERTA 2=CUMPLE 3=INCUMPLE 4=SATURADO	NA	Valor calculado de forma automática por la aplicación de Control de Tensión del OS: OFF: El OS establece manualmente que el proveedor no debe participar en el servicio en ese momento. La consigna se enviará con código de calidad inválido. ALERTA: el proveedor no cumple alguna de las siguientes condiciones: Pérdida del enlace. Alguna de las telemidas necesarias para para la validación del servicio llega con carácter inválido. La señal "Estado de Regulación" llega al OS en OFF CUMPLE: el proveedor sigue la consigna correctamente. INCUMPLE: el proveedor no sigue la consigna correctamente y no está saturado en su capacidad reactiva disponible. SATURADA: el proveedor no sigue la consigna correctamente y está saturado.

Nota 1: Las consignas son calculadas de forma automática con una periodicidad comprendida entre 10s y 3min por la aplicación de Control de Tensión del OS. El enlace de comunicaciones se refresca con una periodicidad de al menos 4 segundos.

El proveedor deberá seguir durante 60 minutos la última consigna recibida con bit de calidad válido si se da alguna de las siguientes condiciones:

- Comience a recibir la señal de consigna con bit de calidad inválido.
- Pérdida del enlace de comunicaciones.
- La señal "Estado de Regulación" llega al OS en OFF
- La señal "Estado de la Aplicación de Control de Tensión" llega al CCGD en OFF

Si transcurridos los 60 minutos se sigue dando alguna de dichas condiciones, el proveedor deberá seguir una consigna de tensión igual a la tensión nominal, una consigna de reactiva igual a 0 o una consigna de FdP igual a 1 (según sea la última señal Tipo de Consigna recibida).

Asimismo, los CCGD enviarán al OS las siguientes señales para cada proveedor cuando la prestación del servicio sea individual:



Nombre	Formato	Valores	Unidad	Descripción
Telemidas de P, Q y V	Real	MW, Mvar, kV	MW, Mvar, kV	Valor enviado por el CCGD con un refresco en el enlace de comunicaciones de al menos 4 segundos.
Estado de Regulación	Digital	0=OFF 1= ON	NA	Estado de Regulación de control de tensión del proveedor: OFF: El proveedor no regula (no sigue las consignas). ON: El proveedor regula (sigue las consignas).

En su caso, los CCGD recibirán del OS las siguientes señales para cada nudo PPS cuando la prestación del servicio sea conjunta:

Nombre	Formato	Valores	Unidad	Descripción
Consigna de Tensión del nudo PPS	Real	Consigna que debe seguir el nudo PPS si Tipo de Consigna=V	kV	Ver Nota 2.
Consigna de Potencia Reactiva del nudo PPS	Real	Consigna que debe seguir el nudo PPS si Tipo de Consigna=Q	Mvar,	Ver Nota 2.
Consigna de Factor de Potencia del nudo PPS	Real	Consigna que debe seguir el nudo PPS si Tipo de Consigna=FdP	Adim	Ver Nota 2.
Tipo de Consigna del nudo PPS	Real	1=V 2=Q 3= FdP	NA	Valor establecido manualmente por el OS entre los Tipos de Consiga que el nudo PPS ha declarado tener disponibles en el proceso de alta (información estructural).
Modo de Funcionamiento Nudo PPS	Real	0=OFF 1= ALERTA 2=ACTIVO 3=INCUMPLE 4=SATURADO	NA	Valor calculado de forma automática por la aplicación de Control de Tensiones del OS: OFF: El Operador OS selecciona que el Nudo PPS no debe participar en el servicio en ese momento. La consigna se enviará con código de calidad inválido. ALERTA: El nudo PPS no cumple alguna de las siguientes condiciones: Pérdida del enlace Alguna de las telemidas necesarias para el cálculo de consigna llega con carácter inválido.



Nombre	Formato	Valores	Unidad	Descripción
				<p>La señal "Estado de Regulación del nudo PPS" llega al OS en OFF</p> <p>ACTIVO: El nudo PPS sigue la consigna correctamente.</p> <p>INCUMPLE: El nudo PPS no sigue la consigna correctamente y alguno de los proveedores no ha saturado en su capacidad reactiva disponible.</p> <p>SATURADA: El nudo PPS no sigue la consigna correctamente y todos los proveedores han saturado.</p>

Nota 2: Las consignas son calculadas de forma automática con una periodicidad comprendida entre 10s y 3min por la aplicación de Control de Tensión del OS. El enlace de comunicaciones se refresca con una periodicidad de al menos 4 segundos.

El nudo PPS deberá seguir durante 60 minutos la última consigna recibida con bit de calidad válido si se da alguna de las siguientes condiciones:

- Comience a recibir la señal de consigna con bit de calidad inválido.
- Pérdida del enlace de comunicaciones.
- La señal "Estado de Regulación del nudo PPS" llega al OS en OFF
- La señal "Estado de la Aplicación de Control de Tensión" llega al CCGD en OFF

Si transcurridos los 60 minutos se sigue dando alguna de dichas condiciones, el nudo PPS deberá seguir una consigna de tensión igual a la tensión nominal, una consigna de reactiva igual a 0 o una consigna de FdP igual a 1 (según sea la última señal Tipo de Consigna del nudo PPS recibida).

Asimismo, los CCGD enviarán al OS las siguientes señales para cada nudo PPS y cada proveedor que participe de manera conjunta asociados a dicho nudo PPS:

Nombre	Formato	Valores	Unidad	Descripción
Telemidas de P, Q y V del Nudo PPS	Real	MW, Mvar, kV	MW, Mvar, kV	Valor recibido de CCGD con un refresco de al menos 4 segundos.
Estado de Regulación del Nudo PPS	Digital	0=OFF 1= ON	NA	Estado de regulación de control de tensión del nudo PPS: OFF: El nudo PPS no regula (no sigue las consignas). ON: El nudo PPS regula (sigue las consignas).
Telemidas de P, Q y V de los proveedores	Real	MW, Mvar, kV	MW, Mvar, kV	Valor recibido de CCGD con un refresco de al menos 4 segundos.



Estado de Regulación de los proveedores	Digital	0=OFF 1= ON	NA	Estado de regulación de control de tensión del proveedor: OFF: El proveedor no regula (no sigue las consignas). ON: El proveedor regula (sigue las consignas).
---	---------	----------------	----	--

Adicionalmente, los CCGD recibirán del OS dos señales globales del estado de la aplicación y Centro de Control Maestro del OS:

Nombre	Formato	Valores	Unidad	Descripción
Estado de la Aplicación de Control de Tensión	Real	0=OFF 1= ON	NA	Establecido manualmente por el Operador: OFF: Aplicación parada. ON: Aplicación funcionando.
Sistema de Control Maestro	Real	0=CECOEL 1= CECORE	NA	Establecido manualmente por el Operador: 0=CECOEL: Los CCG deben atender a las consignas recibidas por su enlace ICCP con CECOEL. 1=CECORE: Los CCG deben atender a las consignas recibidas por su enlace ICCP con CECORE.



Anexo 3. Principales características de los mercados zonales de capacidad reactiva

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

REALIZACIÓN DE ASIGNACIONES	En el día D-1: para cada zona y para cada período de entrega, una subasta bien para capacidad de generar reactiva o bien para absorber reactiva. En tiempo real: únicamente para la zona, período de entrega y sentido indicado por el OS.
PROVEEDORES	Cualquier instalación mayor que 5 MW
NIVEL UNIDAD OFERENTE	Unidad de Programación
OFERTA TÉCNICA MÍNIMA DE CAPACIDAD	0,1 Mvar.
RESOLUCIÓN DEL PRECIO	0,01 EUR/Mvar.
REMUNERACIÓN	Pay as bid.
TIPOS DE OFERTAS ADMITIDAS	Simple con bloques divisibles o indivisibles, y opcionalmente condición de ingresos mínimos.
PERÍODO DE ENTREGA	Cada una de las 24 horas del día D.
PRIORIDADES ADMITIDAS EN OFERTA	A, B o C
MONITORIZACIÓN	Tiempo real.
TOLERANCIA DE LA ASIGNACIÓN	± 10 %.
TIEMPO DE DEMORA MÁXIMO EN LAS ASIGNACIONES EN TIEMPO REAL	10 minutos.
NÚMERO MÁXIMO DE BLOQUES POR OFERTA	10.
TOLERANCIA DESGLOSE INCORRECTO	± 0,1 Mvar.
COEFICIENTE DE PENALIZACIÓN k_{ad}	Tomará el valor 1,2.



Anexo 4. Parámetros considerados en la validación del servicio

En este anexo se definen los valores por defecto de los parámetros utilizados para la validación del servicio.

Parámetro	Descripción	Valor
		2,5 kV si BC/PPS coincide con el PCR en la RdT
dB	Banda muerta mod. A	1% x U_{base} resto de casos
k	Ganancia mod. A	30
ε_{Q_A}	Tolerancia mod. A	mínimo (5 Mvar, 5 % Q_{max})
ε_{Q_B}	Tolerancia mod. B	mínimo (5 Mvar, 5 % Q_{max})
ε_{Q_C}	Tolerancia mod. C	mínimo (5 Mvar, 5 % Q_{max})
ε_{Q_D}	Tolerancia mod. D	mínimo (5 Mvar, 5 % Q_{max})
ε_{Q_DM}	Tolerancia mod. D mercado	mínimo (5 Mvar, 5 % Q_{max})

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

P_{max} [MW]: Será la establecida en el Reglamento (UE) 2016/631 de la Comisión, de 14 de abril de 2016, que establece un código de red sobre requisitos de conexión de generadores a la red, con las precisiones indicadas en el Real Decreto 647/2020, de 7 de julio, por el que se regulan aspectos necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión de determinadas instalaciones eléctricas y vendrá determinada por el valor de la capacidad de acceso que será la potencia activa máxima que podrá inyectarse a la red de acuerdo con lo que se haga constar en el permiso de acceso y conexión y en el contrato técnico de acceso. En el caso de las instalaciones inscritas en la sección primera del registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica dicho valor coincidirá con la potencia neta.

Q_{max} [Mvar]: 15% P_{max}

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

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

En la modalidad A:

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

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

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

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

