

RESOLUCIÓN POR LA QUE SE APRUEBAN LAS CONDICIONES Y REQUISITOS PARA UN PROYECTO DE DEMOSTRACIÓN REGULATORIO DE CONTROL DE TENSIÓN

(DCOOR/DE/004/22)

SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidenta

D^a. Ángel Torres Torres

Consejeros

D. Mariano Bacigalupo Saggese

D. Bernardo Lorenzo Almendros

D. Xabier Ormaetxea Garai

D^a. Pilar Sánchez Núñez

Secretario del Consejo

D. Miguel Bordiu García-Ovies

En Madrid, a 28 de julio de 2022

La Sala de Supervisión Regulatoria, 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 Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, modificada por el Real Decreto-ley 1/2019 y desarrollada a través de 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, y en cumplimiento de lo establecido en los artículos 23 y 24 de dicha circular, acuerda emitir la siguiente resolución.

TABLA DE CONTENIDO

I. ANTECEDENTES DE HECHO	3
II. FUNDAMENTOS DE DERECHO	3
Primero. Habilitación competencial para aprobar esta resolución	3
Segundo. Motivación de la propuesta de proyecto	5
Tercero. Síntesis de la propuesta.....	6
Cuarto. Valoración del cumplimiento de los criterios	7
Quinto. Otras consideraciones	9
Quinto.1. Sobre la retribución y financiación del proyecto	9
Quinto.2. Sobre la posible finalización anticipada del proyecto	10
Sexto. Modificaciones introducidas tras el trámite de audiencia	10
Sexto.1. Sobre los criterios de suspensión del proyecto	10
Sexto.2. Sobre la necesidad de subvenciones o pagos regulados	11
Sexto.3. Sobre los plazos.....	11
Sexto.4. Sobre el rol de la CNMC	12
Sexto.5. Sobre la definición de zonas eléctricas.....	12
Sexto.6. Sobre el tratamiento de la demanda.....	13
Sexto.7. Otras consideraciones	14
RESUELVE.....	14
ANEXO: Condiciones y requisitos para un proyecto de demostración regulatorio de control de tensión	16

I. ANTECEDENTES DE HECHO

Primero. Con fecha 19 de mayo de 2022 tuvo entrada en la CNMC una propuesta del operador del sistema de condiciones y requisitos para la ejecución de un proyecto de demostración regulatorio de control de tensión, al amparo del artículo 24 *Proyectos de demostración regulatorios*, de la Circular 3/2019, de 20 de noviembre, por la que se establecen las metodologías que regulan el funcionamiento del mercado mayorista de electricidad y la gestión de la operación del sistema.

Segundo. Con objeto de dar transparencia al proceso y teniendo en cuenta que su ejecución afectará a la aplicación de los procedimientos de operación del sistema aprobados por la CNMC de acuerdo con lo previsto en el artículo 23 de la Circular 3/2019, antes citada, con fecha 27 de mayo de 2022 se dio trámite de audiencia, enviando al Consejo Consultivo de Electricidad la “*Propuesta de Resolución por la que se aprueban las condiciones y requisitos para un proyecto de demostración regulatorio de control de tensión*”. Asimismo, 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.

Tercero. Con fecha 27 de mayo de 2022 se remitió la propuesta de resolución a la Dirección General de Política Energética y Minas para que aportaran sus comentarios al respecto.

II. FUNDAMENTOS DE DERECHO

Primero. Habilitación competencial para aprobar esta resolución

El artículo 7 de 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, relativo 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:

- la metodología relativa al acceso a las infraestructuras transfronterizas, incluidos los procedimientos para asignar capacidad y gestionar la congestión;

- y 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.

Igualmente, el artículo 14.5 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, en redacción dada por el artículo 3 del Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, establece que esta Comisión determinará qué servicios del sistema se consideran de no frecuencia y de balance, así como su régimen retributivo, diferenciándose aquellos que tengan carácter obligatorio de aquellos potestativos.

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, fue publicada en el Boletín Oficial del Estado el 2 de diciembre de 2019. Esta Circular sentó las bases regulatorias del mercado mayorista de la electricidad y la gestión de la operación del sistema, incluyendo los servicios de balance y de no frecuencia necesarios para la operación del sistema eléctrico español, así como la resolución de congestiones a través de las restricciones técnicas, en sus artículos 19 *Mercados de balance y resolución de restricciones técnicas*, 20 *Firmeza y seguridad de los intercambios internacionales*, 21 *Gestión de la operación del sistema* y 22 *Emergencia y reposición del servicio*.

En términos de procedimiento, el artículo 5 de la citada Circular determina que el operador del sistema eléctrico deberá elaborar las propuestas necesarias para el desarrollo de la regulación europea en el ámbito de sus competencias. En este mismo sentido, el artículo 23 de la Circular regula el procedimiento de aprobación de las metodologías y procedimientos en el marco de las competencias asignadas a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, a propuesta de los operadores y aprobadas mediante resolución de la CNMC.

Adicionalmente, junto con el artículo 23 antes citado, el Capítulo X de la Circular, incluye un segundo artículo 24 que prevé la ejecución de proyectos de demostración, tales que puedan servir de apoyo al proceso de decisión regulatoria. Se determina que la CNMC aprobará mediante resolución las condiciones y requisitos para la ejecución de los proyectos de demostración que puedan contribuir a la mejora del funcionamiento del mercado mayorista de electricidad y de la operación del sistema, y que cumplan una serie de requisitos.

La presente resolución se toma al amparo del artículo 24 de la circular 3/2019, así como del artículo 7 de la Ley 3/2013, puesto que el proyecto de demostración que se regula pretende poner a prueba un procedimiento de mercado para la asignación del servicio de no frecuencia de control de tensión, cuya regulación compete exclusivamente a la CNMC. La ejecución del proyecto propuesto afectará a mercados adyacentes, como la resolución de restricciones, así como a la liquidación de los procesos de operación del sistema, todos ellos aspectos regulados por la CNMC a través de los procedimientos de operación del sistema, de acuerdo con la Ley 3/2013, la Circular 3/2019 y las Condiciones y Procedimientos de Operación que la desarrollan.

Segundo. Motivación de la propuesta de proyecto

El artículo 40 de 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, establece que los gestores de la red deben obtener los servicios de balance y de no frecuencia mediante procedimientos transparentes, no discriminatorios y basados en mecanismos de mercado.

A fin de adaptar el servicio de control de tensión a lo dispuesto, entre otros, en dicho artículo 40 de la Directiva (UE) 2019/944, el operador del sistema eléctrico español llevó a cabo un diseño para un nuevo servicio basado en mecanismos de mercado. Este diseño se materializó en una propuesta de revisión de varios procedimientos de operación, entre los que destaca el P.O.7.4, en julio de 2021.

Dicha propuesta de revisión consiste en la implantación de un mecanismo mixto de asignación de los recursos de control de tensión, con una vertiente de participación obligatoria no remunerada, asociada a las capacidades exigidas por la regulación de conexión a la red, y otra vertiente de participación voluntaria y remunerada a precio de mercado, basada en subastas zonales para la puesta a disposición del gestor de la red de la capacidad adicional disponible, cuando esta sea necesaria.

Como se indicó en la Memoria de las Condiciones de no frecuencia, que están actualmente en tramitación por la CNMC y fueron lanzadas a trámite de audiencia el 6 de mayo de 2022, han surgido varios comentarios por parte de los sujetos señalando diversas preocupaciones sobre el modelo propuesto, así como sobre otros aspectos técnicos de la adaptación.

Mientras la regulación de este nuevo servicio se encuentra en tramitación por parte de la CNMC, se plantea la posibilidad de ejecutar un proyecto de demostración regulatoria que permitirá la puesta en marcha, con carácter zonal y temporal, de un mecanismo de mercado para la provisión de recurso de control

de tensión. Este mecanismo presenta unas características similares al propuesto en el P.O.7.4, por lo que permitirá obtener experiencia a la hora de evaluar el impacto que podría tener la implantación definitiva en todo el territorio peninsular del nuevo servicio de control de tensión, así como valorar la introducción en su caso, de posibles mejoras a dicho servicio.

Tercero. Síntesis de la propuesta

La documentación remitida por el operador del sistema consiste en una descripción de las condiciones y los requisitos aplicables a un proyecto de demostración de un servicio de control de tensión, así como cuatro anexos técnicos con las especificaciones de detalle necesarias para la ejecución del proyecto.

Desde un punto de vista técnico, el proyecto persigue poner a prueba una posible actualización del servicio de control de tensión, basado en el seguimiento de consignas dinámicas en tiempo real, frente a las actuales consignas fijas, aprovechando los desarrollos tecnológicos y regulatorios de los últimos años. La factibilidad de este proceso permitiría mejorar la calidad del servicio y, por extensión, la seguridad del sistema. Por otra parte, desde un punto de vista económico, se pone a prueba la vertiente voluntaria de la provisión asignada mediante un mecanismo de mercado basado en ofertas, lo que permitiría reducir los costes y las 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.

El operador del sistema, como promotor del proyecto, será el sujeto responsable, entre otros, de gestionar la tramitación de las solicitudes de participación, verificar el cumplimiento de los requisitos por los proveedores, operar los intercambios de información que resulten necesarios, llevar a cabo el seguimiento del funcionamiento y liquidar el servicio. Los sujetos que cumplan los requisitos y voluntariamente decidan participar en el proyecto deberán adaptar sus instalaciones y sistemas de comunicaciones, así como realizar las tramitaciones y pruebas de habilitación en los plazos establecidos. Todo ello, de acuerdo con lo indicado en el documento anexo.

La operativa se basará en mercados zonales de capacidad reactiva y permitirá distintas modalidades de prestación del servicio. Estos aspectos, así como los relativos a comunicaciones, validación y retribución del servicio, están alineados en la medida de lo posible con la propuesta de servicio de capacidad adicional incluida en el procedimiento 7.4 presentado por el operador del sistema en julio de 2021.

Se prevé que el proyecto sea flexible, tanto en términos de duración, que podría alcanzar entre 1 y 6 meses, en función de los resultados que se vayan obteniendo, como en términos de especificaciones, que podrían registrar modificaciones a lo largo del transcurso del proyecto con el objetivo de optimizarlo, permitiendo un mayor aprovechamiento de los resultados obtenidos.

Cuarto. Valoración del cumplimiento de los criterios

En relación con los criterios cuyo cumplimiento exige el artículo 24 de la Circular 3/2019, se valoran en los siguientes términos.

a) El producto o servicio objeto del proyecto sea innovador, no se esté ofreciendo actualmente en el mercado o sea diferente al modelo que se utiliza actualmente.

La provisión del servicio basada en una asignación vía mecanismo de mercado es claramente diferente del servicio actual de control de tensión, que es de participación obligatoria, para cada tecnología en función de las capacidades que le exige la regulación que le resulta de aplicación: Procedimiento de Operación 7.4 *Control de tensión* vigente; Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la activada de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos; o 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.

Por otra parte, el seguimiento de consignas en tiempo real resulta innovador frente al seguimiento actual de consignas fijas que los gestores de red emiten por teléfono, correo electrónico o incluso correo ordinario.

b) El solicitante pueda demostrar que la innovación brindará beneficios para el consumidor.

De acuerdo con la información aportada por el operador del sistema, la innovación objeto del proyecto 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.

La demostración de estos aspectos, al menos en lo referente a la seguridad del sistema y la calidad del servicio, puede deducirse de los problemas continuos de control de tensión que se están registrando en el sistema español. Parece evidente que un mejor aprovechamiento de las capacidades disponibles permitirá mejorar la operación. Igualmente, el

coste debería reducirse a través de una asignación con finalidad específica de los recursos, en lugar que la actual embebida en el proceso de resolución de restricciones, ya que permitirá asignar eficientemente los costes en el proceso de oferta de energía reactiva, cuya estructura de costes no coincide necesariamente con la de los costes asociados a la producción de energía activa.

c) El Operador del Sistema o, en su caso, el gestor de la red de distribución, justifiquen la ausencia de riesgos para la operación del sistema o para la red de distribución afectada, respectivamente.

No reporta el operador del sistema la existencia de riesgos para la operación del sistema como consecuencia de la ejecución del proyecto propuesto. Es de suponer que siendo dicho operador el promotor del proyecto y, teniendo entre sus objetos la mejora de la seguridad del sistema, el operador haya previsto cualquier contingencia asociada y disponga de las herramientas necesarias para gestionarla.

d) Exista algún requisito en la normativa que impida la implantación de la innovación.

Como se ha indicado anteriormente, la implantación de la innovación no sería posible sin la modificación, entre otros, de los procedimientos de operación 7.4 y 14.4, así como la adaptación de algunos aspectos de la Circular 3/2020, entre otros.

e) Exista un plan perfectamente desarrollado para probar la innovación. El plan incluirá objetivos claros, criterios e indicadores de éxito y un plazo concreto de ejecución que no podrá ser superior a treinta y seis meses.

En las condiciones del proyecto existe un plan de ejecución con un calendario detallado de los pasos y plazos necesarios. También prevé la duración del proyecto que será variable, al objeto de permitir un mayor aprovechamiento del proyecto, y será en todo caso inferior a seis meses.

En cuanto a criterios e indicadores de éxito, desde un punto de vista técnico, cumplirían esta función los parámetros de validación del servicio, que permitirán constatar la capacidad de las distintas tecnologías e instalaciones potenciales proveedoras para intercambiar señales con el operador del sistema y seguir consignas de control de tensión en tiempo real. A este respecto, no se establece un valor concreto como referencia de éxito u objetivo, sino que los resultados que se obtengan servirán para

ajustar posteriormente los parámetros que, en su caso, aplicarían a la implantación generalizada del servicio.

Tampoco se establece un valor objetivo en términos económicos. Se trata de la implantación de un mecanismo, cuyos resultados no pueden por definición ser anticipados ni fijados con antelación. El proyecto permitirá obtener indicación del coste de la prestación de un servicio de control de tensión con seguimiento de consignas en tiempo real, que hoy en día no existe y por tanto solo podría ser estimado. En conclusión, el proyecto aportará información útil independientemente de la evolución de los parámetros.

Quinto. Otras consideraciones

Quinto.1. Sobre la retribución y financiación del proyecto

La participación en este proyecto tendrá un coste para los sujetos, en primer lugar, porque requerirá cierta inversión en sistemas para adquirir la capacidad de recibir y seguir las consignas del operador del sistema en tiempo real; en segundo lugar, porque para algunas tecnologías y modos de funcionamiento requerirá el establecimiento previo de cierto programa de producción de energía activa (por ejemplo, arranque de centrales térmicas).

Si bien no se prevé una compensación explícita para el coste correspondiente a la adaptación de los sistemas, es de esperar que la retribución resultante de las subastas zonales suponga suficiente incentivo para que los sujetos participen en este proyecto. Para que esto sea así, es necesario que el desarrollo del proyecto se lleve a cabo en condiciones adecuadas de competencia y requerimiento, lo más próximas a las que existirán una vez se implante de manera generalizada el futuro mercado de control de tensión.

Por otro lado, aun tratándose de un proyecto de demostración, la aplicación propuesta por el operador del sistema permitirá que en la práctica tenga un impacto real sobre el sistema. En efecto, durante el periodo de ejecución del proyecto y en la zona de aplicación, se pretende resolver los problemas de control de tensión a través de los recursos asignados con este mecanismo. Más que de un proyecto experimental, se trata en este caso de una simulación de mercado con entrega real de forma limitada. De este modo, se debería reducir o incluso desaparecer en esa zona la necesidad de despachar grupos térmicos por restricciones técnicas para resolver problemas de control de tensión, produciéndose así una reducción efectiva en el coste del proceso de resolución de restricciones.

Dada la correlación expuesta entre el desarrollo del proyecto y el servicio de resolución de restricciones, se ha considerado una buena solución a la problemática del coste que éste sea distribuido como parte de los sobrecostes de restricciones que son a su vez integrados en el coste horario agregado de los servicios de ajuste del sistema liquidados a la demanda según lo dispuesto en el apartado 27 del procedimiento de operación 14.4.

Para la liquidación del servicio a los proveedores, se solicita al operador del sistema la incorporación de un concepto específico en la liquidación, de modo que permita su identificación con la suficiente transparencia.

Quinto.2. Sobre la posible finalización anticipada del proyecto

Las condiciones aplicables al proyecto prevén que el operador del sistema pueda disponer la finalización del proyecto de demostración en cualquier momento si los costes superan un determinado umbral asociado al sobrecoste de las restricciones técnicas, que son la herramienta actualmente utilizada para resolver los problemas de control de tensión.

A este respecto, se considera necesario poner de manifiesto que la interrupción del proyecto no debería ser considerada como una prueba de su fracaso, ya que, como se ha indicado anteriormente, todo dato aportado por el proyecto será de utilidad en la tramitación del P.O.7.4. El objeto de esta disposición es proteger a la demanda de tener que soportar, en su caso, un coste desmesurado

Sexto. Modificaciones introducidas tras el trámite de audiencia

Durante el trámite de audiencia se han recibido alegaciones de nueve sujetos que abordan distintos aspectos del proyecto propuesto. Algunos de estos comentarios han dado lugar a cambios en las condiciones del proyecto, estando todos los cambios motivados por la CNMC discutidos y acordados con el promotor. Las alegaciones más relevantes se pueden agrupar en los siguientes temas.

Sexto.1. Sobre los criterios de suspensión del proyecto

Distintos sujetos realizan comentarios relativos a los criterios de suspensión del proyecto, proponiendo distintas opciones como alternativa a la suspensión total que den lugar a suspensiones temporales que permitan reevaluar la situación y tomar decisiones sobre la continuación del proyecto piloto, en su caso con las modificaciones necesarias.

Las alegaciones en este sentido se consideran adecuadas, por lo que se incluye en el texto la posibilidad de suspensión temporal del proyecto que permita la modificación de la metodología y que sirva para ajustar aquellos aspectos que sean necesarios en virtud de la experiencia adquirida. Tras dicho ajuste, el proyecto podría tener continuidad de cara a obtener las conclusiones más fiables y robustas posibles.

Se añade por otra parte la posibilidad de suspender el proyecto por causas técnicas que, estando debidamente justificadas, impidan su continuación. Entraría en esta categoría, por ejemplo, una afectación negativa a la seguridad del suministro.

Sexto.2. Sobre la necesidad de subvenciones o pagos regulados

Las respuestas de varios sujetos en el ámbito del trámite de audiencia también proponen distintos esquemas de retribución del servicio de control de tensión propuesto, entre los que se plantean distintas modalidades que incluyen pagos regulados, bien de energía reactiva o bien de capacidad.

En ese sentido, la propuesta de proyecto piloto pretende probar en la práctica la viabilidad de un modelo basado en mecanismos de mercado, tal y como establece la Directiva (UE) 2019/944. Los resultados de este proyecto, aun sin ser la única base a tener en cuenta, servirán para evaluar el modelo definitivo a implantar con la aprobación del P.O. 7.4, actualmente en fase de tramitación. Por lo tanto, no se considera necesario modificar el modelo planteado en la propuesta original del proyecto de demostración.

Sexto.3. Sobre los plazos

Se han recibido también comentarios relativos a la conveniencia de ampliar los plazos de adaptación de los participantes a los requisitos técnicos, así como para la habilitación de las instalaciones para participar en el proyecto.

Si bien es cierto que algunos de los plazos previstos pueden ser demandantes para ciertas tecnologías o tareas, el promotor del proyecto sostiene que estos plazos son alcanzables por la amplia mayoría de potenciales prestadores del servicio. Además, se entiende la necesidad del promotor de mantener la duración del proyecto dentro de un margen, entendiendo que el proyecto en sí comprende las fases de preparación, ejecución y de elaboración de conclusiones. Los plazos propuestos en la propuesta original persiguen que la realización del proyecto de demostración no provoque un retraso innecesario en la aprobación del modelo definitivo de control de tensión a través del P.O. 7.4. No obstante, teniendo en cuenta la fecha de aprobación de esta resolución, en pleno periodo vacacional,

lo que genera dificultades a la mayoría de las empresas, se ha introducido un incremento de 20 en los plazos previstos en las condiciones del proyecto.

Sexto.4. Sobre el rol de la CNMC

Determinados comentarios de los participantes en la consulta sugieren también cambios en el rol que desempeña la CNMC en el proyecto piloto, no solo en cuanto a la supervisión y monitorización del mismo, sino incluso en lo relativo a la gestión del propio proyecto.

En ese sentido, se recuerda que este tipo de proyectos de demostración regulatoria se realizan a iniciativa de los promotores y que el rol de la CNMC se limita a su análisis y, si procede, a la aprobación del marco normativo temporal que permita su desarrollo. Todo ello sin perjuicio de la monitorización y supervisión del desarrollo de los proyectos aprobados por la CNMC con objeto no solo de asegurar un buen funcionamiento de estos, sino también de adquirir el mayor conocimiento posible que ayude a la CNMC a llevar a cabo sus competencias en materia de regulación del sector energético.

En el marco de condiciones del proyecto de demostración se prevé que el promotor reportará los resultados más relevantes del proyecto tanto a la CNMC como a los participantes del proyecto, y publicará las conclusiones al sector en su conjunto.

Se considera por tanto que el análisis previo del proyecto realizado con motivo de la aprobación del marco normativo temporal que permita su desarrollo, junto con la recepción de los resultados detallados del proyecto, cumple con lo establecido en el artículo 24 de la Circular 3/2019, no siendo necesaria ninguna modificación a este respecto.

Sexto.5. Sobre la definición de zonas eléctricas

Algunos sujetos inciden en la necesidad de conocer de antemano las zonas eléctricas donde va a implantarse el proyecto, mientras otros solicitan la definición de una metodología auditable y conocida de antemano y la definición de los criterios de variación del perímetro de las zonas.

El enfoque planteado por el promotor del proyecto es, una vez conocidos los proveedores del servicio interesados en participar en el proyecto de demostración, por un lado, definir las zonas eléctricas de tal forma que se maximice el número de proveedores para garantizar la competencia y, por otro lado, priorizar las zonas con mayores necesidades de control de tensión. De esta manera, y en comparación con la alternativa de proponer de antemano las zonas

eléctricas, se asegura un nivel de competencia adecuado y un nivel de necesidades de control de tensión suficiente para poder obtener resultados concluyentes del proyecto que, de no ser así, no sería ejecutable.

En cuanto a los criterios de modificación de las zonas, se entiende que estas circunstancias quedan cubiertas en el apartado quinto del marco, sobre las modificaciones que eventualmente pueda sufrir el proyecto.

Sexto.6. Sobre el tratamiento de la demanda

Se ha alegado durante el trámite de audiencia que el coste de los servicios de control de tensión no debería recaer exclusivamente sobre la demanda y, por otra parte, que la exclusión de la modalidad D del proyecto dificultará la participación activa de la demanda como proveedora ya que, aunque puede participar en las modalidades A, B o C en las mismas condiciones que el resto de los proveedores, dichas modalidades son más exigentes que la D y podrían requerir inversión.

Esta Comisión comparte la opinión de que la normativa debe contemplar una retribución adecuada y razonable para todos los actores, así como potenciar la repercusión del coste sobre las actividades o sujetos que lo ocasionan. Así, la cuestión de la repercusión del coste a la demanda debe ser tenida en consideración al regular el servicio de control de tensión en el P.O.7.4. No obstante, como se argumenta en el expositivo Quinto.1 anterior, el coste que resulte del mecanismo temporal del proyecto está estrechamente relacionado con el coste de restricciones que actualmente soporta la demanda, se establece una limitación para evitar que dicho coste crezca, por lo que la demanda se verá beneficiada por este proyecto. Además, no se considera adecuado prever cambios mayores en la regulación de las liquidaciones para la realización de un proyecto de demostración con una duración limitada.

Respecto a la exclusión de la modalidad D, hay que considerar que dicha modalidad no sigue consignas en tiempo real y, por tanto, es menos efectiva para el control de tensión que las modalidades A, B y C. Es por ello que, dado el tiempo limitado del proyecto, no es posible probar toda la casuística de la propuesta de P.O. 7.4 y el promotor decidió focalizar los esfuerzos en las modalidades más efectivas. En todo caso, el marco del proyecto podría ser adaptado posteriormente si las condiciones así lo aconsejan.

Sexto.7. Otras consideraciones

Se incluyen en el texto del proyecto distintas modificaciones destinadas a mejorar la propuesta fruto de comentarios recibidos en la consulta y de puntos de mejora detectados por la CNMC o por el promotor del proyecto.

En particular, se revisa el criterio de limitación de los costes ante los cuales se puede parar el proyecto: 100% del valor máximo semanal o mensual, en lugar del 200% del valor medio inicialmente previsto; evaluación del sobrecoste considerando los dos últimos años móviles, en lugar de solo el último año, que podría no ser representativo; se incorpora en el cómputo de costes del proyecto el coste de las asignaciones de potencia activa que sean requeridas en tiempo real para el control de la tensión en los casos en que el mercado de capacidad de reactiva no haya provisto suficiente capacidad.

En coherencia con la existencia de un mecanismo para interrumpir el proyecto piloto en caso de detectarse sobrecostes respecto a la situación anterior, se elimina la previsión de establecer un precio máximo de oferta.

Se introducen mejoras en las fórmulas del proceso de validación del cumplimiento de la prestación del servicio (apartado 4 del Anexo 1), así como en los parámetros considerados en la validación del servicio (anexo 4).

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

III.RESUELVE

Primero. Aprobar las condiciones y requisitos para la ejecución de un proyecto de demostración regulatorio de control de tensión en el sistema eléctrico peninsular español.

Segundo. Requerir al operador del sistema, como parte de sus funciones en la ejecución de este proyecto, la liquidación del consecuente servicio de control de tensión a los sujetos participantes, tanto los derechos de cobro como las obligaciones de pago por posibles penalizaciones, en forma de un concepto adicional a los previstos en los apartados 18 y 19 del PO14.4, relativos a la prestación del servicio de restricciones. Igualmente, se le requiere liquidar la financiación del servicio como parte de los sobrecostes derivados del proceso de solución de restricciones técnicas, según lo previsto en el apartado 8.2 del PO3.2, así como los apartados 18.15 y 19.8 del PO14.4, en función de si las subastas se llevan a cabo en el horizonte diario o en tiempo real.

Tercero. Autorizar al operador del sistema para finalizar o suspender temporalmente el proyecto, así como introducir modificaciones en el marco de este, con el objetivo de optimizarlo y garantizar su aprovechamiento, cuando así resulte aconsejable de acuerdo con los resultados de su ejecución, todo ello, según lo previsto en las propias condiciones y requisitos del proyecto. En particular, el operador del sistema podrá revisar los plazos previstos en el proyecto. Cualquier cambio en el marco de las condiciones y requisitos del proyecto deberá ser notificado previamente a la CNMC y publicado por el operador del sistema en su página web.

Cuarto. Requerir al operador del sistema, que reporte a la CNMC una valoración de los resultados obtenidos en la ejecución del proyecto piloto, así como un informe de conclusiones y propuesta de actuación a la finalización de este.

La presente resolución 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. Las condiciones y requisitos del proyecto que aprueba esta resolución se publicarán en la página web de la CNMC y en la del promotor del proyecto (Red Eléctrica de España, S.A.U.).

La presente resolución, junto con las condiciones y requisitos del proyecto que se aprueban, se notificará a Red Eléctrica de España, S.A.U.

Esta resolución agota la vía administrativa, no siendo susceptible de recurso de reposición. Puede ser recurrida, no obstante, ante la Sala de lo Contencioso-Administrativo de la Audiencia Nacional en el plazo de dos meses, de conformidad con lo establecido en la disposición adicional cuarta, 5, de la Ley 29/1998, de 13 de julio.

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