

TRÁMITE DE AUDIENCIA DE LA PROPUESTA DE RESOLUCIÓN POR LA QUE SE APRUEBAN LAS CONDICIONES Y REQUISITOS PARA UN PROYECTO DE DEMOSTRACIÓN REGULADORIO DE CONTROL DE TENSIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA

(DCOOR/DE/004/23)

SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidenta

D^a. Ángel Torres Torres

Consejeros

D. Xabier Ormaetxea Garai

D^a. Pilar Sánchez Núñez

D^a María Ortiz Aguilar

Secretaria

D^a. María Ángeles Rodríguez Paraja

En Madrid, a xx de xxx de 2023

De acuerdo con la función establecida en el artículo 7.1.c de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC, y con el artículo 24 de la Circular 3/2019, de 20 de noviembre, de la CNMC, por la que se establecen las metodologías que regulan el funcionamiento del mercado mayorista de electricidad y la gestión de la operación del sistema, la Sala de la Supervisión Regulatoria, resuelve:

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.....	8
Cuarto. Valoración del cumplimiento de los criterios	9
III. RESUELVE.....	11
IV. ANEXO: Propuesta de Condiciones y requisitos para un proyecto demostrativo regulatorio de control de tensión de la demanda.....	13

I. ANTECEDENTES DE HECHO

Primero. Con fecha 12 de julio de 2023 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 de la demanda, 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 28 de julio 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 de la demanda*”. 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 hasta el 30 de septiembre.

Tercero. Con fecha 28 de julio 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, 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 –el 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.

Por otra parte, la Ley 3/2013, de 4 de junio, en redacción dada por el Real Decreto-ley 1/2019, antes citado, asigna a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia la función de establecer mediante circular, previo trámite de audiencia y siguiendo criterios de eficiencia económica, transparencia, objetividad y no discriminación, la estructura y metodología para el cálculo de la parte de los peajes de acceso a las redes de electricidad destinados a cubrir la retribución del transporte y distribución, respetando el principio de sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico de conformidad con la Ley 24/2013, de 26 de diciembre. En este mismo sentido, el artículo 16 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, dispone que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia establecerá, mediante circular, la metodología para el establecimiento de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deberán satisfacer los usuarios de estas.

En desarrollo de las disposiciones legales referidas en el párrafo anterior, se aprobó la Circular 3/2020, de 15 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad. De acuerdo con lo establecido en dicha circular, los peajes de transporte y distribución constan de un término de facturación por potencia contratada, un término de facturación por energía activa consumida y, en su caso, un término de facturación por potencia demandada, cuando esta supere a la potencia contratada, y un término de facturación por energía reactiva. El artículo 9 de la Circular 3/2020 dispone las fórmulas para el cálculo de estos términos y, en particular, el apartado 5, junto con la Disposición transitoria segunda, formulan el término de facturación por energía reactiva, que es de aplicación, entre otros, a los suministros conectados en alta tensión, así como a los conectados en baja tensión con potencia contratada superior a 15 kW.

La presente resolución se establece 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 cambio en el tratamiento regulatorio del papel de la demanda en el servicio de no frecuencia de control de tensión, a través de la adaptación de los incentivos de peajes a las necesidades del sistema. La ejecución del proyecto propuesto afectará a la liquidación de los procesos de operación del sistema y de los peajes de acceso, todos ellos aspectos regulados por la CNMC a través de las circulares y los procedimientos de operación del sistema, de acuerdo con la Ley 3/2013, la Circular 3/2019, la Circular 3/2020 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 este contexto, mediante Resolución de la CNMC de 28 de julio de 2022 (DCOOR/DE/004/22), se lanzó un proyecto de demostración regulatoria, a propuesta del operador del sistema. El mecanismo puesto a prueba en dicho proyecto 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.

El proyecto de demostración al que se refiere el párrafo anterior se puso en marcha en enero de 2023, en dos zonas distintas del sistema eléctrico, Galicia y Andalucía, y con la participación tanto de generación térmica convencional como de nuevas instalaciones renovables, incluidas eólicas y fotovoltaicas. Este proyecto ha finalizado en julio de 2023 y, a falta del informe del operador del sistema, ha permitido la comprobación de la respuesta de diferentes aspectos tecnológicos y normativos. Sin embargo, las instalaciones de demanda no han participado en este proyecto debido a diversas razones: necesidad de inversión, incertidumbre en cuanto a la duración del proyecto y la viabilidad posterior del mecanismo testado, excesiva complejidad técnica del seguimiento de consignas en tiempo real, incertidumbre del impacto sobre la actividad no eléctrica de la demanda, incertidumbre en la retribución, interferencia de incentivos con los peajes, etc. Este hecho ha puesto en evidencia que el diseño elegido del proyecto piloto no facilitaba adecuadamente la contribución de la demanda para resolver problemas de control de tensión.

Por otra parte, el operador del sistema ha puesto de manifiesto la existencia de un desajuste entre las necesidades del sistema eléctrico y los incentivos que traslada a la demanda la actual facturación por energía reactiva de los peajes, por lo que ha propuesto el lanzamiento de un segundo proyecto demostrativo regulatorio de control de tensión para la demanda, consistente en modificar dicha facturación por energía reactiva de los peajes.

De acuerdo con la descripción facilitada por el operador del sistema en su propuesta, el sistema eléctrico ha evolucionado a lo largo de los últimos años convirtiéndose en un sistema cada vez más capacitivo, lo que está provocando un incremento generalizado del nivel de tensión en la red de transporte que, en determinados momentos, supera los valores máximos admisibles. Estas elevadas tensiones podrían provocar el desacoplamiento intempestivo de instalaciones conectadas a la misma. Entre los motivos que han provocado esta situación, se encuentra la disminución de la demanda eléctrica y el despliegue de generación distribuida, lo que ha requerido el crecimiento de las redes para permitir su evacuación. Esta situación viene haciendo necesario un uso más intensivo de las herramientas de control de tensión disponibles en el sistema, entre las que se encuentra el acoplamiento de generación convencional por restricciones técnicas. En momentos puntuales, aun activando la totalidad de herramientas disponibles para el control de tensión, estos recursos no han sido suficientes para asegurar que los valores de tensión se sitúen dentro de los márgenes admisibles establecidos.

El papel de la demanda en el control de tensión viene determinado por la Circular 3/2020 de peajes, que trata de evitar excesos en el consumo de energía reactiva. En efecto, el término de facturación por energía reactiva es de aplicación a los consumidores de más de 15 kW sobre todos los períodos horarios, excepto en

el período 6, siempre que el consumo de energía reactiva exceda el 33 por 100 del consumo de activa durante el período de facturación considerado ($\cos \phi \leq 0.95$) y únicamente afecta a dichos excesos. Durante el periodo 6 deberán mantener un factor de potencia superior a 0,98 capacitivo, si bien, aunque prevista, no se aplica actualmente una penalización efectiva por incumplimiento en el periodo 6.

Por otro lado, el P.O. 7.4 que regula el servicio de control de tensión de la red de transporte, aprobado mediante Resolución de 10 de marzo de 2000 de la Secretaría de Estado de Industria y Energía, resulta de aplicación a los consumidores conectados a la red de transporte, estableciendo unos rangos de consumo y entrega de potencia reactiva similares a los establecidos en la Circular 3/2020. Pero, al no haberse desarrollado completamente el servicio regulado en el procedimiento, incluyendo en su caso las penalizaciones asociadas, los consumidores no tienen ningún incentivo a cumplir con lo establecido en dicho procedimiento.

Sigue argumentando el operador del sistema que, para cumplir con los rangos exigidos, una solución adoptada comúnmente por los consumidores ha sido la instalación de baterías de condensadores, de manera que pueden compensar su consumo de energía reactiva evitando así la facturación por el consumo de reactiva. Estos equipos no suelen tener la capacidad de regular la potencia reactiva proporcionada en función del factor de potencia de la instalación en cada momento, lo cual, unido a que no hay penalización a la generación de reactiva, pero sí a su consumo, hace que mantengan acopladas sus baterías de condensadores en permanencia las 24 horas del día. La consecuencia de este vertido de reactiva para el sistema es el aumento de la tensión en el punto de conexión y la necesidad de que esta energía reactiva sea consumida en muchos casos por generación que ha de programarse por restricciones ante el agotamiento de otros recursos disponibles de nulo coste variable, como pueden ser el acoplamiento de reactancias o la apertura de líneas de transporte.

La prioridad a la penalización del consumo de reactiva y la no penalización a la generación de reactiva viene de un momento en que existía una necesidad de reducción del consumo de reactiva en el sistema eléctrico y no era tan acuciante la necesidad de reducción de generación de reactiva. Desde entonces la situación del sistema ha cambiado radicalmente. Cada vez hay más excedentes de reactiva en el sistema, lo cual está contribuyendo a un aumento de tensión generalizado en el sistema eléctrico llegando en ocasiones a valores cercanos o incluso superiores a los máximos admisibles.

Añade el operador del sistema que los escenarios previstos en el corto y medio plazo hacen prever que este efecto puede ir en aumento si no se toman medidas urgentes para corregirlo. Para contener las tensiones de la red de transporte y explotar el sistema eléctrico dentro de los márgenes de seguridad recogidos en los procedimientos de operación, se ha intensificado el uso de las herramientas disponibles en los últimos años, siendo necesario acoplar generación al sistema

por restricciones técnicas con frecuencia, con el sobrecoste que ello conlleva, sufragado por los consumidores.

Por todo ello, y al amparo del artículo 24 de la Circular 3/2019, el operador del sistema propone a la CNMC el desarrollo de un proyecto demostrativo regulatorio para el control de tensión en el sistema eléctrico peninsular español por parte de la demanda.

Tercero. Síntesis de la propuesta

La documentación remitida por el operador del sistema consiste en un documento que describe de las condiciones y los requisitos aplicables a un proyecto de demostración de un servicio de control de tensión para la demanda.

La participación en el proyecto es voluntaria y está abierta a todos los consumidores conectados a la red de transporte o a la red de distribución sujetos a los peajes 6.3 y 6.4 de la Circular 3/2020. Se prevé que el proyecto pueda ampliarse posteriormente a los consumidores sujetos a los peajes 6.2 y 6.1.

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. Para la tramitación de las solicitudes de consumidores conectados a la red de distribución, los gestores de la red deberán poder evaluar la idoneidad de la participación desde el punto de vista de la seguridad de su red. Los gestores de las redes de distribución también deberán realizar un seguimiento del control de la tensión en su red y adaptar sus sistemas de facturación de los peajes para no considerar el término de reactiva de los participantes en el proyecto. Los sujetos que cumplan los requisitos y voluntariamente decidan participar en el proyecto deberán adaptar sus instalaciones para poder mantener un factor de potencia inductivo durante toda la dirección del proyecto. Todo ello, de acuerdo con lo indicado en el documento anexo.

Se prevé que la duración del proyecto sea flexible, pudiendo alcanzar entre 3 y 12 meses. En función de los resultados que se vayan obteniendo, se prevé que el proyecto pueda ser interrumpido temporalmente, finalizado o prorrogado, por parte de la CNMC, a iniciativa propia o a petición del operador del sistema.

La participación voluntaria en el proyecto compromete a los consumidores a mantener un factor de potencia inductivo, excepto en casos particulares a los que el operador del sistema haya requerido un factor específico, por iniciativa propia o a petición de un gestor de la red de distribución. La validación de la prestación del servicio asociado al proyecto será llevada a cabo mensualmente por el operador del sistema utilizando las medidas horarias disponibles en el

Sistema de Medidas Eléctricas. A este respecto, es relevante aclarar que a los consumidores participantes en el proyecto no les resultará de aplicación durante el desarrollo de este, la facturación del término de reactiva establecida en la Circular 3/2020.

La participación en el proyecto lleva asociada una retribución igual a 8 €/MVA_{rh}, aplicable a la energía reactiva consumida hasta un máximo igual al 10% de los MWh consumidos en cada hora entre las 0 y las 8 horas de días laborales, así como fines de semana y festivos nacionales completos. La liquidación será efectuada por el operador del sistema y su obtención está condicionada al mantenimiento de un factor de potencia inductivo durante todo el día. En el caso de requerimiento de un factor de potencia específico, la retribución propuesta es de 1,6 €/MWh consumido en cada hora. Para fijar el valor de esta retribución se ha tenido en cuenta el coste que tendría resolver la problemática de las altas tensión con medios alternativos a la demanda: reactancias integradas en la red, provisión del servicio por la generación, etc. En particular, se han considerado los costes revelados por las ofertas de las tecnologías de generación en el proyecto de demostración del mercado de control de tensión antes citado, al que se refiere la Resolución de 28 de julio de 2022.

Por último, se propone que la financiación del servicio corresponda a la demanda, como parte de los sobrecostes de restricciones, ya que se espera que el proyecto favorezca un menor despacho de grupos térmicos por restricciones técnicas y por tanto un impacto global positivo para la demanda.

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.**

El servicio objeto del proyecto tiene por objeto la demostración del impacto de un cambio regulatorio en el modelo de facturación de energía reactiva utilizado actualmente en aplicación de la Circular 3/2020, de 15 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad. Es por tanto innovador desde un punto de vista regulatorio, puesto que permite poner en práctica un potencial cambio regulatorio, obteniendo datos para demostrar el impacto de éste.

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

El proyecto aportará beneficios al consumidor por una doble vía. En primer lugar, porque son consumidores los proveedores del servicio que percibirán la retribución asociada. Y, en segundo lugar, porque, como se pretende demostrar, la respuesta de dichos consumidores a los nuevos incentivos facilitará una reducción de los costes de las restricciones técnicas por control de tensión mayor que el coste de financiación del servicio.

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. Al contrario, se prevé que la desconexión de las baterías de condensadores por parte de la demanda facilite una reducción de la tensión de base y, con ello, una reducción del riesgo actual por sobretensiones. Además, 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, por ejemplo, excluyendo algunas zonas o deteniendo la ejecución del proyecto en el momento de detectar un riesgo para la seguridad como consecuencia de este.

En cuanto a los gestores de la red de distribución, serán ellos los que deberán validar si es adecuado que una instalación de demanda conectada a su red participe en este proyecto, por lo que no deberían existir tampoco en este caso riesgos para la operación del sistema.

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 la Circular 3/2020.

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 la propuesta recibida del operador del sistema existe un plan de ejecución con un calendario detallado de los pasos y plazos necesarios. También prevé la duración del proyecto que, sin perjuicio de que esta sea variable, lo que se prevé para mayor aprovechamiento del proyecto, será en todo caso inferior a treinta y 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 instalaciones potenciales proveedoras para mantener un determinado factor de potencia.

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 potencial técnico y el interés de la demanda en la prestación de un servicio de control de tensión, así como del coste de esta solución frente a las posibles soluciones alternativas aportadas por otras tecnologías. En conclusión, el proyecto aportará información útil independientemente de la evolución de los parámetros.

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 que se recogen en el anexo.

Segundo. Requerir al operador del sistema, como parte de sus funciones en la ejecución de este proyecto, la liquidación del servicio de control de tensión a los sujetos participantes. Igualmente, se le requiere liquidar la financiación del servicio como parte de los sobrecostes derivados del proceso de solución de restricciones técnicas.

Tercero. Autorizar al operador del sistema para introducir modificaciones en los plazos previstos en los apartados primero y segundo del anexo, previa comunicación a los sujetos interesados y en coordinación con los gestores de las redes de distribución cuando dichos gestores se vean afectados por el cambio.

Cuarto. Requerir al operador del sistema, en coordinación con los gestores de la red de distribución implicados, que reporten 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 del mismo.

Quinto. Requerir a los gestores de las redes de distribución la exclusión de los participantes en el proyecto de su sistema de facturación de los peajes en relación con el término de reactiva.

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.

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.

PROPUESTA DE RESOLUCIÓN

IV. ANEXO: Propuesta de Condiciones y requisitos para un proyecto demostrativo regulatorio de control de tensión de la demanda

PROPUESTA DE RESOLUCIÓN