

**A LA SECRETARÍA DEL CONSEJO DE LA COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS
Y LA COMPETENCIA**

Núm. exp.: CIR/DE/006/24

Asunto: Consulta pública específica para la revisión de la metodología de cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica para el periodo regulatorio 2026 - 2031

Plazo: El plazo para presentar alegación termina el 24 de julio de 2024.

Presentación: Información sobre el proceso de consulta previa en <https://www.cnmc.es/consultas-publicas/energia/metodologia-distribucion-energia-electrica>

Deberán enviarse a través de la sede electrónica de la CNMC, indicando como órgano de destino la Secretaría del Consejo y el número de expediente CIR/DE/006/24.

Enlace al formulario: <https://tramites.cnmc.gob.es/formulario/21>

Entidad que presenta las alegaciones: El Ayuntamiento de XXXXXXXXXXXXXXXXXXXX con NIF XXXXXXXXXXXX y domicilio en la calle XXXXXXXXXXXXXXXXXXXX y en su nombre y representación, Don/ña XXXXXXXXXXXXXXX con DNI XXXXXXXXXXXXXXX actuando en calidad de regidor/a de XXXXXXXXXXXXXXX según consta acreditado en el Decreto de Alcaldía XXXXXXXXXXXXXXX adjunto, por la presente y como mejor proceda en derecho,

DICE

- I. Que durante el mes de mayo de 2024 la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (en adelante, CNMC) ha publicado en su página web la “*Consulta pública para la revisión de la metodología de cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica para el periodo regulatorio 2026-2031*” (en adelante, Consulta CNMC Circ. 6/2019).
- II. Que, como consecuencia de lo anterior, se modificará la actual “*Circular 6/2019, de 5 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica*” (en adelante, Circ. 6/2019).
- III. Que **El Ayuntamiento de XXXXXXXXXXXXXXXXXXXX** está interesado en que la metodología de cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica sea una herramienta esencial para el impulso de la transición energética.
- IV. Que **El Ayuntamiento de XXXXXXXXXXXXXXXXXXXX** considera que el sistema actual no es sostenible y es imperativo que la dimensión social de la transición energética vertebré el entramado normativo que rige los criterios de retribución.

- V. Que el **El Ayuntamiento de XXXXXXXXXXXXXXXXXXXX** considera que el despliegue de energías limpias es crucial para luchar contra la crisis climática, pero también para descentralizar el sistema eléctrico y abrir-lo a la participación de las comunidades locales, la ciudadanía y las empresas.
- VI. Que justamente hace pocos meses la Associació de Municipis i Entitats per l'Energia Pública (Amep), integrada por 113 municipios, 2 diputaciones provinciales y 2 entidades que en su conjunto representan más de 3,5 millones de personas elaboró un informe para proponer mejoras normativas. A partir de esa base se ha desarrollado un trabajo conjunto con la Alianza para el Autoconsumo para presentar alegaciones a la consulta pública previa con el objetivo de introducir un criterios de retribución basados en la calidad del servicio y la activación ágil de los nuevos autoconsumos colectivos.
- VII. Que la Amep y la Alianza para el Autoconsumo están sumando adhesiones de municipios y entidades a las alegaciones, lo que refleja la preocupación de las comunidades locales sobre esta cuestión.
- VIII. Que el plazo para formular alegaciones finaliza el 24 de julio de 2024.

Por todo ello, paso a formular las siguientes **ALEGACIONES**

Firmado:

ALEGACIONES

Las presentes alegaciones entienden que la retribución a la distribución se debe reorientar en torno a la calidad del servicio a usuarias y usuarios atendiendo al criterio introducido en las directivas europeas vinculadas a la energía y al empoderamiento acuñado por las mismas vinculadas a la *“ciudadanía energética”*.

El paquete de medidas «Energía limpia para todos los europeos» ha dado prioridad a los consumidores , un empoderamiento a través del autoconsumo individual y colectivo, las comunidades energéticas, la importancia de la gestión de la demanda, la agregación, la flexibilidad, incorporando dicho cambio a ese nuevo concepto de “ciudadanía energética.

Si las directivas hablan de descentralización de la toma de decisiones a través de formas de gobernanza más abiertas y democráticas, el rol de las distribuidoras ya no es sólo el suministro, sino garantizar la bidireccionalidad, o dicho en otros términos, el empoderamiento de la ciudadanía, de las PYMES, de las empresas no vinculadas al sector energético.

Con el objetivo de garantizar dicho rol, es clave que el marco retributivo se centre no sólo en las inversiones y en el acceso al suministro, sino que sea capaz de monetizar, y retribuir o dejar de hacerlo en función del rol que juegue la distribuidora en la garantía del empoderamiento ciudadano. En este contexto, resulta muy conveniente garantizar que el marco retributivo tome en consideración toda las funciones y actividades que las distribuidoras están desempeñando efectivamente, conforme a las atribuciones previstas legalmente.

Traducir dichos conceptos no es nada sencillo, ya que venimos de un modelo retributivo orientado sólo al suministro a partir de una generación centralizada.

Pero el ejercicio que se debe realizar es el de introducir nuevos conceptos que garanticen dicha función.

Las alegaciones que aquí se presentan persiguen dicho objetivo. Para ello se ha adaptado el marco normativo vigente, si bien, se podría contemplar la fijación de nuevos criterios asociados a ese empoderamiento de la ciudadanía y de las usuarias y los usuarios en general.

Cabe señalar por tanto que lo que aquí se traslada puede ser objeto de revisión, al objeto de poder crear un nuevo criterio retributivo, no asociado a los criterios preexistentes, y mucho más vinculado al deber de las distribuidoras de garantizar los derechos de esa nueva “ciudadanía energética”.

I. **ALEGACIÓN PRIMERA. REPENSAR LAS RETRIBUCIÓN POR OTRAS TAREAS REGULADAS DESARROLLADAS POR LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS (LAS NUEVAS ROTD)**

En cuanto a las tareas con retribución específica previstas en la Circ. 6/2019: ROTD

La Circ. 6/2019 establece la metodología de retribución de la actividad de distribución, que se calcula en función de distintos parámetros como las inversiones, los gastos soportados por las empresas, las tareas ejecutadas, las pérdidas de energía eléctrica y la calidad del suministro eléctrico. Pues bien, a efectos de este informe interesa destacar la existencia de una serie de tareas ejecutadas por las empresas distribuidoras a las que la Circ. 6/2019, en su artículo 18, asigna una retribución específica.

En primer lugar, la **Retribución por lectura de contadores y equipos de medida** (RL_n^i). Se calcula en función del número de lecturas realizadas; lecturas mínimas legalmente exigibles, puntos de suministro activos; grado de cumplimiento del deber de lectura; indicadores del grado de cumplimiento; retribución del año anterior por el mismo concepto; coste de lectura de una empresa eficiente en determinado momento; valores unitarios clasificados por tramos en función del número de clientes. Asimismo, en el contexto actual, a efectos del cálculo de este concepto retributivo, cabría valorar la posibilidad de introducir una referencia al grado de cumplimiento en tiempo y forma de la obligación de intercambio de información entre las empresas distribuidoras y las comercializadoras, de acuerdo con lo previsto en la RESOLUCIÓN CNMC POR LA QUE SE APRUEBAN NUEVOS FORMATOS DE LOS FICHEROS DE INTERCAMBIO DE INFORMACIÓN ENTRE DISTRIBUIDORES Y COMERCIALIZADORES DEL SECTOR ELÉCTRICO Y SE REVISAN OTROS FORMATOS, de fecha 16 de mayo de 2024 (Ref: INF/DE/478/23).

En segundo lugar, la **Retribución por otras tareas asociadas a la contratación** (RC_n^i). Se calcula en función del grado de cumplimiento de las obligaciones de calidad comercial; número de incumplimientos registrados en cada tipo de gestión; factor indicativo del grado de cumplimiento; gestiones monitorizadas de calidad comercial; valores unitarios clasificados por tramos en función del número de clientes.

En tercer lugar, la **Retribución por las tareas asociadas a la atención telefónica** (RT_n^i). Se calcula en función de la retribución del año anterior; coste de una empresa eficiente; el coste de una empresa eficiente considerando los puntos de suministro activos del período regulatorio anterior; el coste de los puntos de suministro activos del año n-2, conforme a los valores unitarios clasificados por tramos en función del número de clientes.

En cuarto lugar, la **Retribución por las tareas asociadas a la planificación** (RP_n^i). Se calcula en función de la retribución del año anterior; coste de planificación de una empresa eficiente; valores unitarios clasificados por tramos en función del número de clientes.

En quinto lugar, la **Retribución por costes de estructura** (RE_n^i). Se calcula en función de la retribución del año anterior; coste de una empresa eficiente; factor de reparto por estructura y coste de una empresa eficiente; valores unitarios clasificados por tramos en función del número de clientes.

En sexto lugar, la **Retribución en concepto de tasa de ocupación de la vía pública** (RTA_n^i). En este caso, sigue un criterio de cálculo completamente distinto al de las cinco categorías anteriores, puesto que se calcula a partir de la cuota tributaria satisfecha en concepto de Tasa del 1,5% por las empresas distribuidoras de energía eléctrica

La primera de estas alegaciones se centra en la necesidad de reenfocar los criterios de cada una de estas ROTD introduciendo elementos cuantificables en cada uno de esos aspectos,

en los que se introduzcan criterios que valoren las nuevas funcionalidades asociadas a los intercambios bidireccionales de energía eléctrica, respuestas, quejas asociadas y calidad del servicio en esta bidireccionalidad.

Propuesta 1. En la retribución por otras tareas de distribución realizar una revisión de cada uno de los conceptos introduciendo elementos de bidireccionalidad y atención a la ciudadanía como elementos a valorar en cada una de las materias, ponderando cómo se han resuelto las reclamaciones recibidas por parte de las comercializadoras o de usuarios directos. La propuesta ponderará el de reclamaciones presentadas, tramitadas y resueltas.

II. ALEGACIÓN SEGUNDA EN CUANTO A LAS TAREAS CON RETRIBUCIÓN ESPECÍFICA: TAREA ASOCIADAS A LA TRAMITACIÓN DE LOS PERMISOS DE ACCESO Y CONEXIÓN DEL AUTOCONSUMO

Las empresas distribuidoras de energía eléctrica están obligadas a tramitar todas las solicitudes de acceso y conexión que se les planteen, y a resolverlas favorablemente, siempre que se cumplan los requisitos legalmente previstos, siguiendo el procedimiento previsto a tales efectos, todo ello conforme a lo dispuesto en el RD 1183/2020.

Por otro lado, hay que destacar que, a efectos de informar de los costes incurridos en el ejercicio de su actividad, las empresas distribuidoras están obligadas a realizar periódicamente envíos de información regulatoria a la CNMC, de acuerdo con lo dispuesto en la "Circular informativa 8/2021, de 1 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, de petición de información a las empresas distribuidoras de energía eléctrica para la supervisión y cálculo de la retribución de la actividad" (en adelante, Circ. 8/2021).

Pues bien, en tanto que la Circ. 6/2019 fue aprobada en el año 2019, probablemente este es el motivo por el que no encontramos en dicha circular referencias directas a las funciones específicas que en el año en el año 2020 el RD1183/2020 atribuyó a las empresas distribuidoras. No obstante, siguiendo la lógica de la propia Circ. 6/2019, parece que lo más razonable sería que la tramitación de los permisos de acceso y conexión se configurasen como una tarea con retribución específica.

Es en este contexto que proponemos introducir una nueva categoría, relativa a la Retribución por tareas asociadas a la tramitación de solicitudes de acceso y conexión de instalaciones de autoconsumo (y de producción a partir de fuentes de energía renovables) y de gestión de puntos de suministro con autoconsumo y con otras fuentes de energías renovables (RSAC in).

2.1 En cuanto a la nueva tarea de ROTD : Retribución por tareas asociadas a la tramitación de solicitudes de acceso y conexión y gestión de puntos de suministro con autoconsumo (y con otras fuentes de energías renovables) (ROTD - SACⁱ_n)

De acuerdo con la normativa vigente, la tramitación de las solicitudes de acceso y conexión consiste en una tarea monitorizada, puesto que la normativa vigente establece un procedimiento con unos hitos específico y con unos plazos de resolución concretos. Todo esto de forma muy análoga a lo previsto respecto de la Retribución por otras tareas asociadas a la contratación (RCⁱ_n).

En este sentido, la fórmula de **cálculo de la ROTD - SACⁱ_n** podría ser muy parecida a la prevista para la ROTD-Contratación, tomando en consideración los siguientes parámetros:

- Factor indicativo del cumplimiento de las obligaciones de tramitación de las solicitudes de acceso y conexión en el año n-2.
- El número total de incumplimientos incurridos en el año n-2 e, inclusive, en el n-1.
- El número total de solicitudes de acceso y conexión tramitadas en el año n-2.
- Puntos de suministro con autoconsumo individual, colectivo, con compensación o sin compensación.
- Puntos de recarga de vehículo eléctrico.

- Se debería fijar el valor de este componente retributivo, teniendo en cuenta si son puntos de suministro con autoconsumo individual, colectivo, con compensación o sin compensación, o si hay un punto de recarga de vehículo eléctrico.

Es importante destacar que mediante la aplicación del factor indicativo del grado de cumplimiento de las obligaciones de una empresa distribuidora lo que resulta es una minoración de la retribución asociada a dicha tarea. Esto es, se retribuye menos cuando se acredita que la tarea no se ha ejecutado correctamente. En ningún caso este ajuste puede considerarse como una penalización o sanción por el incumplimiento total o parcial de dichas obligaciones.

2.2. En cuanto a la motivación de la denegación de los permisos de acceso y conexión

Como se ha visto en los apartados anteriores, las solicitudes de acceso y conexión sólo podrán ser denegadas cuando se cumplan los requisitos legalmente previstos, de acuerdo con lo dispuesto en el art. 8 Circ. 1/2021.

Artículo 8 Circ. 1/2021. Motivos de denegación y revocación de los permisos.

1. El permiso de acceso solo podrá ser denegado por la falta de capacidad de acceso. Esta denegación deberá ser motivada con base en los criterios que establecidos en el anexo I de la presente Circular.
2. El permiso de conexión solo podrá ser denegado si el titular de la red justifica la inviabilidad de la conexión con base en los criterios establecidos en el anexo II de la presente Circular.
3. La modificación de los permisos de acceso y conexión para contemplar la hibridación de instalaciones de generación de electricidad con permisos de acceso y conexión concedidos se llevará a cabo siempre que el titular lo solicite y se cumplan los requisitos especificados en el Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, así como los criterios técnicos establecidos en el anexo I y II de la presente Circular.
4. Los permisos de acceso y de conexión, conjuntamente considerados, solo podrán ser revocados:
 - a) Por la modificación de alguna de las características de cuya consecuencia resulte que la instalación de generación no pueda ser considerada la misma a efectos de los permisos de acceso y conexión, de acuerdo con lo establecido en la disposición adicional decimocuarta del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre.
 - b) Por el incumplimiento de las condiciones técnicas o económicas explicitadas en los permisos de acceso y de conexión.

En el Anexo II se dan las pautas que deberán seguir las distribuidoras para justificar antes los solicitantes que la conexión solicitada es inviable. Una vez más, se hace referencia a la red existente y a la prevista en los planes de inversión de las empresas distribuidoras aprobados por la Administración General del Estado. (De nuevo, nos remitimos a lo dispuesto en la Propuesta 3 que se expone más adelante).

Propuesta 2. En la retribución por otras tareas de distribución introducir una nueva tarea, relativa a la tramitación de las solicitudes de acceso y de conexión de las instalaciones de autoconsumo (y de producción a partir de fuentes de energía renovables).

En este punto, destacar que en ocasiones se ha puesto de manifiesto que algunas instalaciones que no tienen necesidad de tramitar un permiso de acceso y conexión a la red, o que lo tienen concedido, no pueden conectarse porque la red no dispone de capacidad para garantizar esa evacuación. Esta circunstancia ha sido puesta de manifiesto ante el MITECO en el contexto del trámite de audiencia pública para modificar el límite a la inversión de las empresas distribuidoras de energía eléctrica, con el objetivo de que se pudieran agilizar al máximo los permisos para que las actuaciones necesarias para superar esta circunstancia se pudieran ejecutar en el menor plazo de tiempo posible.

III. ALEGACIÓN TERCERA EN CUANTO A LAS TAREAS CON RETRIBUCIÓN ESPECÍFICA: TAREA ASOCIADAS A LA TRAMITACIÓN DE PUNTOS DE RECARGA

Una de las funciones más determinantes en el nuevo periodo retributivo, y uno de los vectores más determinantes en la necesaria descarbonización y a su vez en la electrificación de nuestra economía está en la electrificación de la movilidad.

Para ello va a ser muy determinante una tramitación ágil y sencilla en la legalización de los puntos de recarga. Y en segundo lugar, crear los incentivos y alicientes que garanticen la bidireccionalidad de estos puntos de recarga, permitiendo una digitalización masiva de estos, haciendo que recarguen en los momentos de menor demanda eléctrica para el sistema, y a su vez, extendiendo la bidireccionalidad.

La entrada del vehículo eléctrico, no sólo como un servicio de movilidad, sino como “back up” del sistema, extendiendo punto de V2G (Vehicle to Grid) es uno de los aspectos claves en la transición energética.

Entre las infracciones muy graves, graves y leves recogidas en los artículos 64, 65 y 66 de la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico está *“imponer injustificadamente condiciones, dificultades o retrasos en relación con la tramitación de los permisos de acceso y conexión, y entronque y conexión de las nuevas instalaciones a la red de los consumidores, en particular de los puntos de recarga de vehículos eléctricos y sus infraestructuras asociadas, cuando se cause un grave daño a los intereses generales”*; *“el incumplimiento reiterado, por parte de los distribuidores de energía eléctrica, de los plazos de respuesta previstos en la normativa sectorial, imponer injustificadamente condiciones, dificultades o retrasos en relación con la tramitación de los permisos de acceso y conexión, y entronque y conexión de las nuevas instalaciones a la red de los consumidores, en particular de los puntos de recarga de vehículos eléctricos y sus infraestructuras asociadas, cuando se cause un grave perjuicio a los consumidores”*; *“el incumplimiento, por parte de los distribuidores de energía eléctrica, de los plazos de respuesta previstos en la normativa sectorial, imponer injustificadamente condiciones, dificultades o retrasos en relación con la tramitación de los permisos de acceso y conexión, y entronque y conexión de las nuevas instalaciones a la red de los consumidores, en particular de los puntos de recarga de vehículos eléctricos y sus infraestructuras asociadas, siempre y cuando se causara un perjuicio al consumidor”*.

Es importante señalar que estos artículos remiten en cada una de las infracciones **“en particular de los puntos de recarga y sus infraestructuras asociadas”** llevando aparejado un marco sancionador.

No tendría sentido que en cambio, esa infracción no tuviese un criterio, que se podría traducir en un nuevo ROTD, vinculado a la diligencia en la legalización y puesta en marcha de dichos puntos de recarga, fijando a su vez una mejor retribución en función de los puntos de recarga tramitados y el porcentaje de puntos de recarga autorizados. Un segundo criterio a incorporar en esta nueva ROTD sería el porcentaje de punto de recarga bidireccionales, con capacidad de jugar un rol de “back up” del sistema permitiendo y facilitando su entrada en mercados de flexibilidad y agregación.

Es por todo lo expuesto, que se introduciría un nuevo criterio, ROTD RVE que tendría en cuenta el número de puntos de recarga gestionados, introduciendo un baremo por puntos de recarga autorizados y por puntos de recarga denegados de forma injustificada o por dilación en la tramitación de las autorizaciones. . Se incorporaría un criterio que ampliaría la retribución en función del porcentaje de puntos de recarga bidireccionales en proporción a los puntos de recarga operativos.

Propuesta 3. En la retribución por otras tareas de distribución introducir una nueva tarea, relativa a la tramitación de los puntos de recarga autorizados, los tiempos de puesta en marcha. El criterio que aumentaría la retribución en función de los puntos de recarga bidireccionales autorizados.

IV. ALEGACIÓN CUARTA EN CUANTO A LAS TAREAS CON RETRIBUCIÓN ESPECÍFICA: TAREAS ASOCIADAS A LAS INSTALACIONES DE ALMACENAMIENTO

El otro aspecto a destacar es la instalaciones de almacenamiento distribuido en la red de distribución. Dicho almacenamiento, sea “behind the meter”, o sea en la propia red de distribución, puede ser uno de los elementos clave para mejorar la gestión de la red de distribución, así como para “achatar” la volatilidad de precios.

Cabe destacar que hasta la fecha CNMC ha considerado que las instalaciones de almacenamiento instaladas en redes de distribución sólo son retribuíbles con cargo al sistema si cumplen funciones directamente asociadas con la red, por ejemplo, evitar picos de subidas/bajadas de tensión. Por el contrario, si están relacionados con funcionalidades propias de generación o comercialización, ya no son instalaciones plenamente integradas en la red de distribución y por ende no son retribuíbles.

A nuestro entender, la integración del almacenamiento es un factor clave no sólo para la integración de renovables, sino también para la propia sostenibilidad técnica y financiera del sistema. EL rol y la importancia del almacenamiento es mucho más relevante cuanto más potencia renovable hay. Por tanto, proponemos valorar un cambio de criterio y que el almacenamiento en su conjunto y su legalización se considere como criterio a tener en cuenta en la fijación de la retribución.

Más allá del marco normativo actual, cabe suponer que el modelo de almacenamiento distribuido se abrirá camino, con las modificaciones normativas oportunas, siendo un factor clave de ese empoderamiento de la ciudadanía y del conjunto de usuarios.

Entre los sujetos que aparecen en la LSE , la letra h del artículo 6 habla de “*Los titulares de instalaciones de almacenamiento, que son las personas físicas o jurídicas que poseen instalaciones en las que se difiere el uso final de electricidad a un momento posterior a cuando fue generada, o que realizan la conversión de energía eléctrica en una forma de energía que se pueda almacenar para la subsiguiente reconversión de dicha energía en energía eléctrica.*”

Todo ello sin perjuicio de lo previsto en el artículo 5 de la Ley 17/2013, de 29 de octubre, para la garantía del suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, y de la posibilidad de que los sujetos productores, consumidores o titulares de redes de transporte y distribución puedan poseer este tipo de instalaciones sin perder su condición.”

Dicho artículo por tanto ya anticipa que la titularidad de este almacenamiento podrá ser de personas físicas y jurídicas, más allá de los que puedan ser propiedad de los titulares de la distribución en algunos casos.

El artículo 49 de la LSE, en la referencia a la gestión de la demanda, anticipa que “*Los consumidores y los titulares de instalaciones de almacenamiento, bien directamente o a través de comercializadores o agregadores independientes, podrán participar, en su caso, en los servicios incluidos en el mercado de producción o gestión de la demanda de acuerdo a lo que reglamentariamente se determine.”.*

Es oportuno por tanto señalar, que no tendría sentido que no se incorporase un nuevo criterio retributivo vinculado al almacenamiento legalizado, más allá del “behind the meter” en una red de distribución.

En cualquier caso, es determinante fijar un criterio retributivo por el almacenamiento instalado y autorizado en una red de distribución, creando un marco retributivo que de

alicientes a la integración de dichos activos en una red de distribución, más allá del almacenamiento “behind the metter”.

Este noveno ROTD vinculado al almacenamiento, ROTD ALM, estará vinculado a los Kwh vinculados al mismo, favoreciendo una actitud proactiva por parte de la distribuidora a la hora de incorporarlo en la red de distribución, aún no siendo titularidad de la titular de la distribución.

En paralelo, destacar que el tratamiento retributivo de las instalaciones de almacenamiento ejecutadas por las empresas distribuidoras e integradas en las redes de distribución de energía eléctrica todavía se encuentra en una fase muy preliminar. Así, la Disps. Adicional Segunda del RD Ley 29/2021 prevé que puedan llegar a integrarse en la red de distribución, siempre que cumplan con determinados requisitos técnicos. Por otro lado, parece que dichas inversiones están condicionadas a una aprobación previa por parte del regulador. Surgen múltiples dudas en la aplicación de estos preceptos, que inevitablemente ralentizan el desarrollo de esta tecnología por parte de las empresas distribuidoras.

Propuesta 4. En la retribución por otras tareas de distribución introducir una nueva tarea, relativa a la legalización de almacenamiento. El criterio de este nuevo ROTD tendrá en cuenta los tiempos de puesta en marcha, criterios como la bidireccionalidad, las funciones en descongestión de la red, así como la potencia instalada.

V. ALEGACIÓN QUINTA EN CUANTO A LAS TAREAS CON RETRIBUCIÓN ESPECÍFICA: TAREA ASOCIADAS A MERCADOS DE FLEXIBILIDAD

El artículo 49 de la LSE habla de gestión de la demanda, introduciendo que *“Las empresas eléctricas, los consumidores y el operador del sistema, en coordinación con otros agentes, podrán realizar y aplicar medidas que fomenten una mejora de la gestión de la demanda eléctrica y que contribuyan a la optimización de la curva de carga y/o a la eficiencia y ahorro energéticos.”*

Así, este nuevo ROTD estaría vinculado al grado de digitalización de la red, su capacidad para incorporar y gestionar activos flexibles, y a los esfuerzos por aflorar estos recursos flexibles ya existentes en el territorio.

En numerosas ocasiones se habla de la necesidad de digitalizar la red, pero la digitalización es un concepto indeterminado, difícil de cuantificar y valorar. En este sentido es importante preparar el grado de impulsar la digitalización de la red de manera que, no solo sea capaz de supervisar y generar las señales de flexibilidad necesarias para interoperar de manera efectiva con los recursos flexibles de acuerdo a sus necesidades, sino que además prevea la interconexión con las plataformas de mercados locales de flexibilidad, bien sea mercados de corto o largo plazo, según la previsión actual de OMIE.

Sólo las redes de distribución más digitalizadas, serán capaces de incorporar de forma masiva recursos de flexibilidad especialmente de gestión de la demanda pero también desde el enfoque de generación distribuida flexible.

Asimismo, un registro/mapeo de los activos flexibles de cada nudo/zona ayudará a detectar qué áreas disponen ya (o no) de suficientes recursos flexibles, de modo que facilite la activación de estos recursos preexistentes, evitando la inversión en duplicidad de recursos (y por tanto minimizando impacto medioambiental), minimizando la centralización de éstos, y además socializando y allanando el acceso de las comunidades energéticas ciudadanas a los mercados de flexibilidad y al empoderamiento activo y participación de la regulación del sistema.

Es por ello que ese nuevo criterio ROTD FLEX relacionado con la flexibilidad se vinculará a los esfuerzos que haga el gestor de red para, por un lado, impulsar el grado alcanzado en la digitalización de su red ateniéndose a la descripción realizada anteriormente, siendo mayor la remuneración cuanto mayor grado de evolución. Por otro lado, si bien no al volumen de activos flexibles aflorados, a los esfuerzos realizados para facilitar (proactivamente o a través de otros agentes) un mapeo y detección de estos activos que ya hay en el territorio y contribuir así a socializar la participación de los recursos distribuidos. En este sentido se obtendrá mayor retribución cuanto más acciones haya ejecutado en favor de este objeto.

Propuesta 5. En la retribución por otras tareas de distribución introducir una nueva tarea relativa a los esfuerzos en lograr, por un lado, un grado elevado en la digitalización de su red en términos de capacidad de supervisión, e interoperabilidad con activos flexibles distribuidos, así como grado de preparación para plataformas de mercados locales de flexibilidad. En segundo lugar, en función de los esfuerzos realizados para mapear y aflorar recursos flexibles preexistentes, abogando por la descentralización y socialización de los mismos, así como la minimización del impacto medioambiental que supondría duplicar recursos no detectados.

Se tendrá en cuenta, en el nuevo criterio, la capacidad de gestionar flexibilidad, así como la energía gestionada en nuevos mercados de flexibilidad.

VI. ALEGACIÓN SEXTA EN CUANTO A LAS TAREAS ASOCIADAS A LA LECTURA DE CONTADORES UNIDIRECCIONALES O BIDIRECCIONALES Y SU ADECUADO REFLEJO EN LA ROTD - RETRIBUCIÓN POR LECTURA DE CONTADORES Y EQUIPOS DE MEDIDA (RL_n)

Como ya se ha visto, la primera tarea con retribución específica recogida en la ROTD es la relativa a la Retribución por lectura de contadores y equipos de medida (RL_n).

Esta retribución se calcula en función del número de lecturas realizadas; lecturas mínimas legalmente exigibles, puntos de suministro activos; grado de cumplimiento del deber de lectura; indicadores del grado de cumplimiento; retribución del año anterior por el mismo concepto; coste de lectura de una empresa eficiente en determinado momento; valores unitarios clasificados por tramos en función del número de clientes (art. 18.2 Circ. 6/2019). En este caso, el componente retributivo relativo a los costes de lectura se valora como sigue:

Tramo de clientes		Valor unitario €/cliente
Desde	Hasta	
1	1.000	9,157
1.001	10.000	5,886
10.001	100.000	4,303
100.001	1.000.000	1,415
1.000.001	5.000.000	1,415
5.000.001		1,415

Esto es, esta retribución se calcula en función del número de clientes, lo que a efectos prácticos se identifica con el número de CUPS (Código Universal de Punto de Suministro). A efectos de los cálculos retributivos, únicamente se toman en consideración los CUPS con contrato activo a 31 de diciembre del año en cuestión.

Actualmente, el precio por cliente es estándar, con independencia de si el equipo de medida de la energía eléctrica suministrada es unidireccional o bidireccional. Sin embargo, no cabe ninguna duda de que las tareas de lectura efectivamente ejercidas por la empresa distribuidora son significativamente distintas si la lectura es unidireccional o bidireccional. Por ello, entendemos que cabría establecer un complemento al valor unitario en aquellos casos en los que el equipo de medida sea bidireccional.

Esta información ya está a disposición de la CNMC, puesto que en el “Formulario 1: Información relativa a la demanda, salvo suministros a distribuidores” de la Circ. 8/2021 se informan todos los CUPS asignados por la empresa distribuidora y el código de tarifa que le corresponde. Las tarifas a tomar en consideración a estos efectos se detallan en la “Tabla 4: Código de Tarifas (COD_TFA)” de la Circ. 8/2021.

A estos efectos, podrían establecerse distintos complementos, en función de las distintas tarifas previstas relativas al autoconsumo.

Propuesta 6. En la retribución por otras tareas de distribución – lectura de contadores y equipos de medida, introducir una penalización al valor unitario cuando el equipo de medida no realice lecturas bidireccionales.

En la misma línea que ocurre con las lecturas de contadores convencionales, también podría introducirse un parámetro de eficiencia en función del grado de cumplimiento de las obligaciones relativas a los contadores bidireccionales previstas legalmente.

VII. ALEGACIÓN SÉPTIMA EN CUANTO A LA POSIBILIDAD DE RETRIBUIR LAS INVERSIONES ANTICIPATORIAS PARA GARANTIZAR LA CAPACIDAD DISPONIBLE DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN

Existe un requisito indispensable para poder alcanzar cualquiera de los retos anteriormente descritos (por ejemplo, impulso de la movilidad limpia y de las fuentes de energía renovable y electrificación de la industria): la existencia de capacidad disponible de la red de distribución de energía eléctrica que permita, por un lado, que la generación pueda verter energía a la red y, por el otro lado, suministrar toda la energía eléctrica demandada por los consumidores.

Para poder garantizar una conexión rápida a la red de distribución, es necesario que exista capacidad disponible en el preciso momento en el que se solicita. Sin embargo, esta no es una cuestión tan sencilla. Por decirlo de una forma muy simple, ofertar capacidad disponible significa ofertar capacidad de la red que a priori está ociosa, a la espera de ser empleada.

Sin embargo, desde la entrada en vigor de la Ley 24/2013, la regla general ha sido que las inversiones en instalaciones de redes de distribución de energía eléctrica sólo tenían reconocimiento retributivo si estaban en funcionamiento a 31 de diciembre del año en cuestión.

Sin embargo, todo esto puede cambiar radicalmente a raíz de lo previsto en la “Consulta Previa CNMC Circ. 6/2019” planteada por la propia CNMC, que se refiere a una nueva categoría de inversiones, las llamadas “inversiones anticipatorias”.

7.1 Concepto de inversiones anticipatorias

Las primeras referencias a las inversiones anticipatorias las encontramos en documentos comunitarios.

En primer lugar, en Junio de 2023 el “*European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulator*” (en adelante, ACER¹) publicada un documento titulado “*Informe sobre la valoración de las inversiones, evaluación del riesgo e incentivos regulatorios para los proyectos de redes energéticas*”². A efectos de este informe, la definición de inversiones anticipatorias es la siguiente:

“Informe sobre la valoración de las inversiones, evaluación del riesgo e incentivos regulatorios para los proyectos de redes energéticas”, pág. 17

“A efectos de este informe, la expresión “inversiones anticipatorias” se refiere a inversiones que son un riesgo para la sociedad porque pueden resultar infrutilizadas, al menos durante algunos años, hasta que se produzcan avances en el lado de la generación.”³

¹ ACER: <https://www.acer.europa.eu>

² “Report on Investment Evaluation, Risk Assessment and Regulatory Incentives for Energy Network Projects” (Traducción propia), https://acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/ACER_Report_Risks_Incentives.pdf.

³ For the purpose of this Report, the term “anticipatory investments” refer to investments that are risky for society because they may turn out be underused, at least for some years, until developments on the generation side, pág. 17. Traducción propia..

En segundo lugar, hace pocos meses, en marzo de 2024, ACER y el “*Council of European Energy Regulators*” (CEER⁴) publicaron un escrito firmado por ambos organismos titulado “*Posicionamiento sobre las inversiones anticipatorias*”⁵.

Respecto del Informe de marzo 2024, lo primero que interesa destacar es que, según se recoge expresamente en el mismo, no existe una definición de inversiones anticipatorias en ninguno de los modelos regulatorios analizados, relativos a 22 Estados Miembros de la Unión Europea, incluida España. Es decir, que se trata de un concepto completamente nuevo.

En cualquier caso, el objetivo de las inversiones anticipatorias consiste en fomentar el desarrollo de la red para satisfacer el despliegue acelerado de la generación de energías renovables así como la necesaria necesidad de una descarbonización de la economía y su consecuente electrificación. Para que esto sea así no es sólo importante la electrificación, sino una electrificación inteligente, con los vehículos eléctricos, la infraestructura de carga y el despliegue de bombas de calor, evitando que las redes se conviertan en cuellos de botella. Pero a la vez, su incorporación masiva ofrece elementos de mayor complejidad en su gestión, como fuente de almacenamiento, bidireccionalidad y mayor gestión.

Pues bien, una vez decidida la conveniencia de ejecutar inversiones anticipatorias, con el objetivo de dar respuesta a necesidades futuras probables, pero no ciertas, decididas en función de los intereses generales del sistema eléctrico, surge la duda de cómo serían retribuidas.

7.2 Retribución de las inversiones anticipatorias

Como hemos visto, las inversiones anticipatorias en redes de distribución de energía eléctrica serían aquellas que se ejecutarían en previsión de necesidades futuras todavía no confirmadas, asumiendo el riesgo de que tarden en ponerse en funcionamiento o, inclusive, que nunca lleguen a hacerlo. No obstante, atendiendo al interés general y considerando los potenciales beneficios que podrían aportar al sistema eléctrico, se decide ejecutarlas.

En nuestra opinión, la retribución de las inversiones anticipatorias no debería seguir la regla general vigente actualmente, en virtud de la cual las inversiones que no están en funcionamiento no son retribuidas, porque eso podría afectar a la viabilidad financiera de las empresas distribuidoras de energía eléctrica. Por ello, consideramos que una opción muy razonable podría ser no establecer diferencias retributivas entre las inversiones tradicionales y las inversiones anticipatorias, de manera que todas se retribuirían aplicando la misma metodología, actualmente prevista en la Circ. 6/2019.

Si bien abogamos por no establecer diferencias en el tratamiento retributivo de las inversiones anticipatorias respecto de las inversiones ordinarias, sí que consideramos que sería conveniente reconocer sus particularidades, fundamentalmente en lo referente a su programación y aprobación, tal y como se estudiará en el apartado siguiente.

⁴ <https://www.ceer.eu>

⁵ “Position on anticipatory investments” https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Position%20Papers/ACER-CEER_Paper_anticipatory_investments.pdf. Traducción propia.

7.3. Programación y aprobación de las inversiones anticipatorias: un complemento a los planes de inversión

En el modelo actual, la programación de las inversiones a ejecutar por las empresas distribuidoras de energía eléctrica se inicia con la elaboración de los Planes de Inversiones Anuales y Plurianuales, que las empresas distribuidoras deben presentar anualmente ante el órgano competente de la Comunidad Autónoma y el MITERD para su aprobación. Estos planes son elaborados de forma individualizada por cada empresa distribuidora, a partir de las necesidades identificadas por la empresa distribuidora y las inversiones finalmente realizadas deben justificarse en el “Informe de seguimiento de Planes de Inversión” que debe presentarse cada tres años.

En nuestra opinión, la programación y aprobación de las inversiones anticipatorias debería seguir un trámite paralelo, que garantizase que su programación y aprobación responde de la mejor forma posible a los intereses de los agentes del sector interesados.

La gestión y supervisión de las inversiones anticipatorias podría ser la siguiente.

Primero. Se propone que los sujetos habilitados para realizar propuestas de inversiones anticipatorias sean lo más amplio posible. Entre otros:

- Las administraciones públicas competentes para la aprobación de planes de inversión: CCAA y MITERD
- Los sujetos interesados en conectarse a la red de distribución de energía eléctrica, desde la perspectiva de la generación, la demanda o la gestión de esta.
- Las asociaciones que representan a los sujetos interesados en conectarse a la red de distribución de energía eléctrica, desde la perspectiva de la generación o de la demanda o la gestión de esta.
- Otros sujetos del art. 6 LSE.
- Etc.

Segundo. Los órganos competentes para aprobar las inversiones anticipatorias podrían ser los mismos que actualmente son competentes para aprobar los Planes de Inversión, esto es, las Comunidades Autónomas y el MITERD. Asimismo, dada la especial relevancia de estas actuaciones, consideramos recomendable que también se solicitase informe favorable a los entes locales.

Tercero. Dado el carácter especial de estas inversiones, que responden a criterios de interés general, consideramos que estas inversiones no deberían tener límite o, en su defecto, su límite no deberían computar a efectos de calcular el límite a la inversión que deben respetar las empresas distribuidoras de energía eléctrica, de acuerdo con lo previsto en la normativa reguladora de los Planes de inversión Anuales y Plurianuales.

Cuarto. A efectos de aportar la máxima flexibilidad a la adaptación de la red de distribución eléctrica a los requisitos actuales, consideramos que lo más recomendable sería que, como mínimo una vez al año, se permita la presentación de propuestas de inversiones anticipatorias, que se tramitasen de forma independiente a los Planes de Inversión, y que en ningún caso pudiesen llegar a provocar la modificación del mismo.

Quinto. Dado que existe la posibilidad de que no fuese posible atender todas las solicitudes de inversiones anticipatorias presentadas, sería necesario establecer un criterio objetivo para su selección y aprobación. Por ejemplo: Valorar el impacto que la inversión tendrá en el impulso de las energías renovables y el autoconsumo.

- Valorar que no contribuya a una expansión innecesaria de la red y se fundamente en la gestión de la misma.

- Valorar si se trata de una medida que podría llegar a reducir el coste del precio de venta de la energía eléctrica en el mercado mayorista.
- Valorar impacto social y económico de la inversión (ya previsto en algún RD).
- Valorar el impacto que tendrá la inversión en el incremento de la electrificación, en la incorporación de puntos de recarga o de equipos de almacenamiento.
- Valorar el impacto que tendrá en la relación con la “ciudadanía energética”, concepto acuñado por las directivas europeas aprobadas.

Sexto. Sería necesario establecer un protocolo de supervisión y seguimiento de las inversiones anticipatorias, que permitiese confirmar:

- Cuál ha sido el tiempo transcurrido desde que se empezó a retribuir la inversión anticipatoria y el momento de su puesta en funcionamiento.
- Cuáles han sido los beneficios en términos técnicos y económicos efectivamente aportados por las inversiones anticipatorias.
- Etc.

Séptimo. En cuanto a la justificación de las inversiones anticipatorias ejecutadas, a efectos de que puedan llegar a considerarse como inversiones retribuíbles con cargo al sistema eléctrico, debería acreditarse:

- Que fueron aprobadas por Resolución del organismo competente.
- Que la instalación está preparada para entrar en funcionamiento en cualquier momento.
- Que se dispone de la APS.
- Etc.

Octavo. En todo caso debería establecerse un procedimiento de coordinación entre las inversiones recogidas en Planes de Inversión Anuales y Plurianuales y las inversiones anticipatorias.

Propuesta 7. Introducir en la Circ. 6/2019 un nuevo artículo, relativo a la “***Retribución a la inversión en inversiones anticipatorias***”, en el que se establezca que las inversiones anticipatorias, ejecutadas por las empresas distribuidoras de energía eléctrica de acuerdo con los requisitos legalmente previstos, podrán ser retribuídas conforme a la naturaleza de la inversión efectivamente ejecutada, de acuerdo con lo previsto en el art. 8 de la Circ. 6/2019, tomándose como año n-2 el año en el que obtenga toda la documentación necesaria para su entrada en funcionamiento, con independencia de que se hayan puesto en servicio o no.

VIII. ALEGACIÓN OCTAVA EN CUANTO AL TRATAMIENTO RETRIBUTIVO DE LAS INVERSIONES DIRECTAMENTE RELACIONADA CON SOLICITUDES DE ACCESO Y CONEXIÓN ACEPTADAS Y/O RECHAZADAS

Actualmente la Ley 24/2013 tipifica como infracciones aquellas conductas que suponen un incumplimiento por parte de las empresas distribuidoras de sus obligaciones relativas a la tramitación de las solicitudes de acceso y conexión, previéndose la imposición de sanciones que consisten en multas pecuniarias. Sin embargo, estas medidas se ciñen a la tramitación de los procedimientos de solicitudes de acceso y conexión, pero no contemplan el supuesto de rechazo de la solicitud por falta de capacidad. Por ello, se considera que sería muy conveniente introducir consecuencias directas a este tipo de rechazos.

La Ley 24/2013 tipifica como infracciones el incumplimiento de las obligaciones relacionadas con la tramitación de los permisos de acceso y conexión.

Artículo 64. Infracciones muy graves.

Son infracciones muy graves:

53. El incumplimiento reiterado, por parte de los distribuidores de energía eléctrica, de los plazos de respuesta previstos en la normativa sectorial, imponer injustificadamente condiciones, dificultades o retrasos en relación con la tramitación de los permisos de acceso y conexión, y entronque y conexión de las nuevas instalaciones a la red de los consumidores, en particular de los puntos de recarga de vehículos eléctricos y sus infraestructuras asociadas, cuando se cause un grave daño a los intereses generales

Artículo 65. Infracciones graves.

Son infracciones graves:

45. El incumplimiento reiterado, por parte de los distribuidores de energía eléctrica, de los plazos de respuesta previstos en la normativa sectorial, imponer injustificadamente condiciones, dificultades o retrasos en relación con la tramitación de los permisos de acceso y conexión, y entronque y conexión de las nuevas instalaciones a la red de los consumidores, en particular de los puntos de recarga de vehículos eléctricos y sus infraestructuras asociadas, cuando se cause un grave perjuicio a los consumidores

Artículo 66. Infracciones leves.

Son infracciones leves:

17. El incumplimiento, por parte de los distribuidores de energía eléctrica, de los plazos de respuesta previstos en la normativa sectorial, imponer injustificadamente condiciones, dificultades o retrasos en relación con la tramitación de los permisos de acceso y conexión, y entronque y conexión de las nuevas instalaciones a la red de los consumidores, en particular de los puntos de recarga de vehículos eléctricos y sus infraestructuras asociadas, siempre y cuando se causara un perjuicio al consumidor

Asimismo, se cuantifican las sanciones asociadas a la comisión de dichas infracciones, con una referencia específica a la tramitación del autoconsumo.

Artículo 67. Sanciones.

“1. Las infracciones establecidas en el capítulo I de este título serán sancionadas del modo siguiente:

a) Por la comisión de las infracciones muy graves se impondrá al infractor multa por importe no inferior a 6.000.001 euros ni superior a 60.000.000 de euros.

b) Por la comisión de infracciones graves se impondrá al infractor multa por importe no inferior a 600.001 euros ni superior a 6.000.000 euros.

c) Por la comisión de infracciones leves se impondrá al infractor una multa por importe de hasta 600.000 euros.

2. En cualquier caso la cuantía de la sanción no podrá superar el 10 por ciento del importe neto anual de la cifra de negocios del sujeto infractor, o el 10 por ciento del importe neto anual de la cifra de negocios consolidada de la sociedad matriz del grupo al que pertenezca dicha empresa, según los casos.

En los casos en los cuales la infracción esté relacionada con el autoconsumo, la sanción máxima será la mayor de entre las dos cuantías siguientes: el 10 % de la facturación anual por consumo de energía eléctrica o el 10 % de la facturación por la energía vertida a la red.

(...)”

Con carácter complementario a lo dispuesto en la Ley 24/2013, se propone lo siguiente.

8.1 Inversiones de carácter obligatorio en las redes de distribución, en aquellos supuestos en los que se hayan producido denegaciones de permisos de acceso y conexión por capacidad de acceso existente otorgable nula

Con carácter general, las empresas distribuidoras deciden libremente las inversiones a ejecutar en las redes de distribución. Excepcionalmente, para el trienio 2023 a 2025, se ha previsto que al menos un mínimo del 10 por ciento del volumen de inversión con derecho a retribución con cargo al sistema correspondiente al plan de inversión anual deberá dedicarse a actuaciones encaminadas a incrementar la capacidad de la red de distribución de su titularidad para permitir la evacuación de energía procedente instalaciones de generación de electricidad que utilicen fuentes de energía primaria renovables y de instalaciones de autoconsumo (DA Cuarta del RD Ley 6/2022, reproducido en apartados anteriores).

Pues bien, en este caso lo que se propone es que se establezca una obligación en virtud de la cual aquellas empresas distribuidoras que hayan rechazado solicitudes de acceso y conexión por referirse a nudos con capacidad de acceso existente otorgable nula queden obligadas a invertir en capacidad en dichos nudos, y que dichas inversiones deban ejecutarse en un plazo de un año desde el momento en el que se produjo el rechazo de la solicitud.

En la medida en que estas inversiones impliquen modificaciones de los Planes de Inversión anuales y plurianuales presentados, esta circunstancia deberá ser puesta en conocimiento de la Comunidad Autónoma o Ciudad de Ceuta o Melilla competente, del MITERD y de la CNMC.

Las inversiones así ejecutadas recibirán el tratamiento retributivo normal. A efectos de no superar el límite a la inversión con retribución con cargo al sistema, podrían posponerse otras inversiones sí recogidas en los Planes de Inversión.

Propuesta 8.1. Aquellas empresas distribuidoras que hayan rechazado solicitudes de acceso y conexión por referirse a nudos con capacidad de acceso existente otorgable nula queden obligadas a invertir en capacidad en dichos nudos, y que dichas inversiones deban ejecutarse en un plazo de un año desde el momento en el que se produjo el rechazo de la solicitud.

Las empresas distribuidoras, en aquellos nudos en los que se haya puesto de manifiesto la falta de capacidad de acceso para evacuación de generación renovable y de autoconsumo de manera recurrente, deberán invertir en ampliar la capacidad o en realizar refuerzos y que dichas inversiones deban ejecutarse en un plazo de un año desde el momento en el que se produjo el rechazo de la solicitud.

En la medida en que estas inversiones impliquen modificaciones de los Planes de Inversión anuales y plurianuales presentados, esta circunstancia deberá ser puesta en conocimiento de la Comunidad Autónoma o Ciudad de Ceuta o Melilla competente, del MITERD y de la CNMC.

8.2 Tratamiento retributivo de las inversiones ejecutadas específicamente para dotar a los nudos de capacidad existente otorgable disponible, a efectos de poder atender solicitudes de acceso y conexión

Como regla general, la Circ. CNMC 6/2019 y la Circ. 8/2021 establecen una serie de restricciones a las retribuciones asociadas a instalaciones que no se encuentren en servicio a 31 de diciembre del año n-2. Asimismo, también se prevé que cuando existan discrepancias entre la tensión de construcción y la tensión de explotación, ésta última sea la que se tome en consideración a efectos retributivos.

A efectos de incentivar que las empresas distribuidoras puedan anticipar las inversiones necesarias para garantizar que los nudos dispongan efectivamente de capacidad existente otorgable, se propone que estas inversiones sean retribuíbles desde el momento en que se ponen a disposición de los agentes del sector eléctrico. Esto es:

- En el caso de empresas que dispongan de plataforma del solicitante, que la inversión sea retribuíble desde el momento en que la capacidad disponible sea publicada en la plataforma del solicitante.
- En el caso de empresas que no dispongan de plataforma del solicitante, que la inversión sea retribuíble desde el momento en que la capacidad disponible sea informada al organismo competente de la Comunidad Autónoma y a REE.

Propuesta 8.2. Las inversiones necesarias para garantizar que los nudos dispongan efectivamente de capacidad existente otorgable, serán retribuíbles desde el momento en que se ponen a disposición de los agentes del sector eléctrico. Esto es:

1. En el caso de empresas que dispongan de plataforma del solicitante, que la inversión sea retribuíble desde el momento en que la capacidad disponible sea publicada en la plataforma del solicitante.

2. En el caso de empresas que no dispongan de plataforma del solicitante, que la inversión sea retribuable desde el momento en que la capacidad disponible sea informada al organismo competente de la Comunidad Autónoma y a REE.

IX. ALEGACIÓN NOVENA EN CUANTO A LOS DEBERES DE INFORMACIÓN PREVISTOS EN LA CIRC. 8/2021 RELATIVOS AL AUTOCONSUMO

A efectos del cálculo de su retribución regulada, las empresas distribuidoras de energía eléctrica envían anualmente una circular informativa a CNMC, en la que le informan de las inversiones ejecutadas a lo largo del año, su inventario, los gastos soportados, etc. Actualmente este envío de información está regulado en la Circ. 8/2021. No obstante, en la Circ. 8/2021 también se está solicitando información que la CNMC considera relevante, aunque no tenga un impacto retributivo directo.

En este punto, consideramos de especial relevancia que exista una base de datos relativa a las instalaciones de autoconsumo, que permita conocer cómo se está desarrollando. Por eso, se propone que también se incorpore a la Circ. 8/2021 el “Anexo. Relación entre las inversiones propuestas, las solicitudes de acceso y conexión recibidas y la capacidad de acceso existente otorgable efectiva”.

En la actualidad se están produciendo de forma creciente, problemas de tensiones en la red de distribución. En un entorno de generación distribuida es importante que la red de distribución garantice una buena calidad de suministro para garantizar los derechos de las personas consumidoras y autoconsumidoras. Para poder garantizar que las inversiones se producen en los puntos donde son más necesarios es imprescindible disponer de información fiable de cómo se está garantizando la calidad de suministro y de tensión en la red de distribución. Para ello se propone que las empresas distribuidoras tengan la obligación de informar a las CCAA de los episodios de irregularidades en la tensión de la red, así como un registro de reclamaciones recibidas, procedentes e improcedentes, en relación a la calidad de suministro. En este sentido, y como ya se ha apuntado en apartados anteriores, resulta esencial poder impulsar las instalaciones de almacenamiento que aportan estabilidad a las redes de distribución, para lo cual debe desarrollarse el tratamiento retributivo de estas inversiones ejecutadas por las empresas distribuidoras, con aspectos que garanticen un mejor funcionamiento de la red.

Propuesta 9.1. Incorporar a la Circ. 8/2021 el “Anexo. Relación entre las inversiones propuestas, las solicitudes de acceso y conexión recibidas y la capacidad de acceso existente otorgable efectiva”. Dichas inversiones estarán condicionadas a garantizar el acceso a la información necesaria relativa a la generación, y particularmente al autoconsumo.

X. CONCLUSIONES

CONCLUSIÓN PROPUESTA 1

PROPUESTA 1	
INCIDENCIA	Necesidad de reenfocar los criterios de cada una de estas ROTD (retribución por lectura de contadores y equipos de medida -RL _n ⁱ -; retribución por otras tareas asociadas de contratación -RC _n ⁱ -; retribución por as tareas asociadas a la atención telefónica -RT _n ⁱ -) introduciendo elementos cuantificables en cada uno de esos aspectos, en los que se introduzcan criterios de bidireccionalidad, respuestas, quejas asociadas y calidad del servicio en esta bidireccionalidad.
PROPUESTA	En la retribución por otras tareas de distribución realizar una revisión de cada uno de los conceptos introduciendo elementos de bidireccionalidad y atención a la ciudadanía como elementos a valorar en cada una de las materias, ponderando cómo se han resuelto las reclamaciones recibidas por parte de las comercializadoras o de usuarios directos. La propuesta tendrá en cuenta el número de reclamaciones recibidas, que estén debidamente fundamentada.
NORMA A MODIFICAR	Circular 6/2019: ROTD
COMPETENCIA	Esta medida sería de competencia de la CNMC.
IMPACTO	El impacto económico de esta media no puede valorarse hasta que se confirme su implementación efectiva. En cualquier caso, consideramos que esta medida no tendría impacto económico para el sistema eléctrico, puesto que no haría falta hacer ningún tipo de inversión económica específica o que de existir impacto este será menor.

CONCLUSIÓN PROPUESTA 2

PROPUESTA 2	
INCIDENCIA	Los costes de tramitación de los permisos de acceso y conexión asumidos por las empresas distribuidoras conforme al RD 1183/2020 no han sido tomados en consideración en la actual metodología retributiva prevista en la Circ. 6/2019.
PROPUESTA	En Otras Tarea de Distribución introducir una nueva categoría relacionada con el AUTOCONSUMO y la tramitación de los permisos de conexión
NORMA A MODIFICAR	Art. 18 Circular CNMC 6/2019, de 5 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica
COMPETENCIA	Esta medida sería de competencia de la CNMC.
IMPACTO	El impacto económico de esta medida no puede valorarse hasta que se confirme su implementación efectiva. En cualquier caso, se debería partir de un análisis de los costes efectivamente incurridos por las empresas distribuidora durante la tramitación de los permisos de conexión previstos en el RD 1183/2020.

Tabla XX: Gestiones de Autoconsumo (*)
Procedimiento ordinario de solicitud de acceso y conexión (RD 1183/2020)

COD_GESTION	Descriptiva gestión	A contar desde	Plazo (días)
	Comunicación al solicitante del resultado del análisis de su solicitud, cuando sí se requiera informe de aceptabilidad	-	Estos plazos se incrementan en el plazo para emitir el informe de aceptabilidad
GA_05	Instalaciones con punto de conexión con tensión inferior a 1kV, en el que se solicite un suministro de hasta 15kW, sin nueva extensión de red	Desde la fecha en la que la solicitud fue admitida a trámite	5
	Instalaciones con punto de conexión con tensión inferior a 1kV, resto de casos	Desde la fecha en la que la solicitud fue admitida a trámite	15
	Instalaciones con punto de conexión con tensión igual o superior a 1kV e inferior a 36 kV	Desde la fecha en la que la solicitud fue admitida a trámite	30
	Instalaciones con punto de conexión con tensión igual o superior a 36 kV	Desde la fecha en la que la solicitud fue admitida a trámite	40
	Instalaciones con punto de conexión a la red de transporte	Desde la fecha en la que la solicitud fue admitida a trámite	60

(*) Las gestiones y plazos previstos en esta tabla están pendientes de confirmación.

CONCLUSIÓN PROPUESTA 3

PROPUESTA 3	
INCIDENCIA	La LSE prevé un régimen sancionador para la imposición injustificada de condiciones, dificultades o retrasos en relación con la tramitación de los permisos de acceso y conexión, y entronque y conexión de las nuevas instalaciones a la red de los consumidores, en particular de los puntos de recarga de vehículos eléctricos y sus infraestructuras asociadas. No tiene sentido que esa infracción no tuviese un criterio, que se podría traducir en un nuevo ROTD, vinculado a la diligencia en la legalización y puesta en marcha de dichos puntos de recarga, fijando a su vez una mejor retribución en función de los puntos de recarga tramitados y el porcentaje de puntos de recarga autorizados
PROPUESTA	En la retribución por otras tareas de distribución introducir una nueva tarea, relativa a la tramitación de los puntos de recarga autorizados, los tiempos de puesta en marcha. El criterio que aumentaría la retribución en función de los puntos de recarga bidireccionales autorizados.
NORMA A MODIFICAR	Circular 6/2019: ROTD
COMPETENCIA	Esta medida sería de competencia de la CNMC.
IMPACTO	El impacto económico de esta medida no puede valorarse hasta que se confirme su implementación efectiva. En cualquier caso, consideramos que esta medida no tendría impacto económico para el sistema eléctrico, puesto que no haría falta hacer ningún tipo de inversión económica específica.

CONCLUSIÓN PROPUESTA 4

PROPUESTA 4	
INCIDENCIA	No se retribuye por la legalización de almacenamiento.
PROPUESTA	En la retribución por otras tareas de distribución introducir una nueva tarea, relativa a la legalización de almacenamiento. El criterio de este nuevo ROTD ALm tendrá en cuenta criterios como la bidireccionalidad, las funciones en descongestión de la red, así como la potencia instalada.
NORMA A MODIFICAR	Circular 6/2019: ROTD
COMPETENCIA	Esta medida sería de competencia de la CNMC.
IMPACTO	El impacto económico de esta medida no puede valorarse hasta que se confirme su implementación efectiva. En cualquier caso, consideramos que esta medida no tendría impacto económico para el sistema eléctrico, puesto que no haría falta hacer ningún tipo de inversión económica específica, supliendo disminución de la retribución por otros criterios.

CONCLUSIÓN PROPUESTA 5

PROPUESTA 5	
INCIDENCIA	Falta de vinculación de los ROTD al grado de digitalización de la red.
PROPUESTA	En la retribución por otras tareas de distribución introducir una nueva tarea relativa a los esfuerzos en lograr, por un lado, un grado elevado en la digitalización de su red en términos de capacidad de supervisión, e interoperabilidad con activos flexibles distribuidos, así como grado de preparación para plataformas de mercados locales de flexibilidad. En segundo lugar, en función de los esfuerzos realizados para mapear y aflorar recursos flexibles preexistentes, abogando por la descentralización y socialización de los mismos, así como la minimización del impacto medioambiental que supondría duplicar recursos no detectados. La propuesta por tanto iría asociada a un nuevo ROTD Flex vinculado con todo lo expuesto.
NORMA A MODIFICAR	Circular 6/2019: ROTD
COMPETENCIA	Esta medida sería de competencia de la CNMC.
IMPACTO	El impacto económico de esta medida no puede valorarse hasta que se confirme su implementación efectiva. En cualquier caso, consideramos que esta medida no tendría impacto económico para el sistema eléctrico, puesto que no haría falta hacer ningún tipo de inversión económica específica, y que la inversión compensaría otro tipo de retribuciones.

CONCLUSIÓN PROPUESTA 6

PROPUESTA 6	
INCIDENCIA	La lectura de contadores bidireccionales resulta más compleja que la de los contadores unidireccionales, y presenta mayores incidencias. Sin embargo, los valores unitarios previstos para reflejar el valor de los costes soportados por estas tareas es el mismo (art. 18 Circ. 6/2019).
PROPUESTA	En Otras Tarea de Distribución – Lectura de contadores y equipos de medida, introducir un complemento sobre el valor unitario respecto de aquellos clientes con tarifa de autoconsumo, con criterios en torno a información y lecturas.
NORMA A MODIFICAR	Art. 18 Circular CNMC 6/2019, de 5 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica
COMPETENCIA	Esta medida sería de competencia de la CNMC.
IMPACTO	El impacto económico de esta medida no puede valorarse hasta que se confirme su implementación efectiva. En cualquier caso, se debería partir de un análisis de los costes efectivamente incurridos por las empresas distribuidoras asociados a la lectura de contadores bidireccionales y gestión de las incidencias relativas a los mismos.

CONCLUSIÓN PROPUESTA 7

PROPUESTA 7	
INCIDENCIA	Desde la entrada en vigor de la Ley 24/2013, la regla general ha sido que las inversiones en instalaciones de redes de distribución de energía eléctrica sólo tenían reconocimiento retributivo si estaban en funcionamiento a 31 de diciembre del año en cuestión.
PROPUESTA	Introducir en la Circ. 6/2019 un nuevo artículo, relativo a la “Retribución a la inversión en inversiones anticipatorias” , en el que se establezca que las inversiones anticipatorias, ejecutadas por las empresas distribuidoras de energía eléctrica de acuerdo con los requisitos legalmente previstos, podrán ser retribuidas conforme a la naturaleza de la inversión efectivamente ejecutada, de acuerdo con lo previsto en el art. 8 de la Circ. 6/2019, tomándose como año n-2 el año en el que obtenga toda la documentación necesaria para su entrada en funcionamiento, con independencia de que se hayan puesto en servicio o no.
NORMA A MODIFICAR	Circular 6/2019: ROTD
COMPETENCIA	Esta medida sería de competencia de la CNMC.
IMPACTO	El impacto económico de esta medida no puede valorarse hasta que se confirme su implementación efectiva. En cualquier caso, consideramos que esta medida no deber tener impacto económico para el sistema eléctrico, puesto que no haría falta hacer ningún tipo de inversión económica específica, ya que podría verse compensada por otras retribuciones o que en cualquier caso no debería ser demasiado costosa.

CONCLUSIÓN PROPUESTA 8.1.

PROPUESTA 8.1	
INCIDENCIA	<p>Con carácter general, las empresas distribuidoras deciden libremente las inversiones a ejecutar en las redes de distribución. Excepcionalmente, para el trienio 2023 a 2025, se ha previsto que al menos un mínimo del 10 por ciento del volumen de inversión con derecho a retribución con cargo al sistema correspondiente al plan de inversión anual deberá dedicarse a actuaciones encaminadas a incrementar la capacidad de la red de distribución de su titularidad para permitir la evacuación de energía procedente instalaciones de generación de electricidad que utilicen fuentes de energía primaria renovables y de instalaciones de autoconsumo (DA Cuarta del RD Ley 6/2022, reproducido en apartados anteriores).</p>
PROPUESTA	<p>Aquellas empresas distribuidoras que hayan rechazado solicitudes de acceso y conexión por referirse a nudos con capacidad de acceso existente otorgable nula queden obligadas a invertir en capacidad en dichos nudos, y que dichas inversiones deban ejecutarse en un plazo de un año desde el momento en el que se produjo el rechazo de la solicitud.</p> <p>Las empresas distribuidoras, en aquellos nudos en los que se haya puesto de manifiesto la falta de capacidad de acceso para evacuación de generación renovable y de autoconsumo de manera recurrente, deberán invertir en ampliar la capacidad o en realizar refuerzos y que dichas inversiones deban ejecutarse en un plazo de un año desde el momento en el que se produjo el rechazo de la solicitud.</p> <p>En la medida en que estas inversiones impliquen modificaciones de los Planes de Inversión anuales y plurianuales presentados, esta circunstancia deberá ser puesta en conocimiento de la Comunidad Autónoma o Ciudad de Ceuta o Melilla competente, del MITERD y de la CNMC.</p> <p>Las inversiones así ejecutadas recibirán el tratamiento retributivo normal.</p>
NORMA A MODIFICAR	<p>Modificar la DA cuarta del RDL 6/2022 o establecer una DA en nuevo marco normativo que permita esta inversión, en cumplimiento del art 40.1. de la LSE.</p>
COMPETENCIA	<p>MITECO y CNMC</p>
IMPACTO	<p>El impacto sería neutro, ya que dicha inversión se podría detraer de otras inversiones no realizadas.</p>

CONCLUSIÓN PROPUESTA 8.2.

<u>PROPUESTA 8.2.</u>	
INCIDENCIA	<p>La Circ. CNMC 6/2019 y la Circ. 8/2021 establecen una serie de restricciones a las retribuciones asociadas a instalaciones que no se encuentren en servicio a 31 de diciembre del año n-2. Asimismo, también se prevé que cuando existan discrepancias entre la tensión de construcción y la tensión de explotación, ésta última sea la que se tome en consideración a efectos retributivos.</p> <p>Esto puede llegar a desincentivar inversiones en capacidad disponible para autoconsumos futuros.</p>
PROPUESTA	<p>Establecer que las inversiones necesarias para garantizar que los nudos dispongan efectivamente de capacidad existente otorgable, serán retribuíbles desde el momento en que se ponen a disposición de los agentes del sector eléctrico. Esto es:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. En el caso de empresas que dispongan de plataforma del solicitante, que la inversión sea retribuíble desde el momento en que la capacidad disponible sea publicada en la plataforma del solicitante. 2. En el caso de empresas que no dispongan de plataforma del solicitante, que la inversión sea retribuíble desde el momento en que la capacidad disponible sea informada al organismo competente de la Comunidad Autónoma y a REE.
NORMA A MODIFICAR	<ul style="list-style-type: none"> • Circular CNMC 6/2019, de 5 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica. • “Circular informativa 8/2021, de 1 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, de petición de información a las empresas distribuidoras de energía eléctrica para la supervisión y cálculo de la retribución de la actividad”
COMPETENCIA	Esta medida sería de competencia ministerial.
IMPACTO	El impacto económico de esta medida dependería de los costes de las inversiones que se tuvieran que ejecutar.

CONCLUSIÓN PROPUESTA 9

PROPUESTA 9	
INCIDENCIA	<p>Interesa a CNMC disponer de una base de datos que le permita analizar la coordinación entre las inversiones previstas y/o ejecutadas por las empresas distribuidoras y la evolución de la capacidad disponible a efectos de minimizar los rechazos de solicitudes de acceso y conexión por capacidad de acceso existente otorgable nula.</p> <p>A efectos de agilizar que la CNMC, en el momento de supervisar el cumplimiento de los Planes de Inversión ejecutados por las distribuidoras, puedan confirmar si las inversiones propuestas han permitido incrementar la capacidad de acceso existente otorgable, a efectos de evitar denegaciones de solicitudes de acceso por falta de capacidad, o subsanar las faltas de capacidad que han provocado denegación de solicitudes en el pasado.</p>
PROPUESTA	Incorporar a la Circ. 8/2021 el “Anexo. Relación entre las inversiones propuestas, las solicitudes de acceso y conexión recibidas y la capacidad de acceso existente otorgable efectiva”
NORMA A MODIFICAR	<ol style="list-style-type: none"> 1. <i>“Circular informativa 8/2021, de 1 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, de petición de información a las empresas distribuidoras de energía eléctrica para la supervisión y cálculo de la retribución de la actividad”</i> 2. <i>Formulario F1: Información para la supervisión y control de los planes de inversión de la Circular CNMC 6/2019, de 5 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica.</i>
COMPETENCIA	Esta medida sería competencia de CNMC.
IMPACTO	El impacto económico de esta medida no puede valorarse hasta que se confirme su implementación efectiva. En cualquier caso, entendemos que la obligación de información de esta medida no debería ser demasiado costosa.

“Anexo. Relación entre las inversiones propuestas, las solicitudes de acceso y conexión recibidas y la capacidad de acceso existente otorgable efectiva”

Total solicitudes de acceso:	Año									
	n-2		n-1		n		N+1		N+2	
	Núm.	kW								
Total Recibidas										
Admitidas										
Rechazadas por falta de garantía		n/a								
Rechazadas por aplicar Cap. V RD 1183/2020 o DA22 Ley 24/2013		n/a								
Rechazadas por no haber complementado la información requerida		n/a								
Rechazadas por referirse a nudos con capacidad de acceso existente otorgable nula (3)										

- Las solicitudes recibidas se contrastan: a) Distribuidoras con plataforma del solicitante: solicitudes registradas en la plataforma del solicitante; b) Distribuidoras sin plataforma del solicitante, el dato se informa en una declaración responsable firmada por una persona responsable de la empresa debidamente apoderada.
- Los kW se refieren a la capacidad solicitada o, en su caso, a la capacidad solicitada y rechazada porque la capacidad de acceso existente otorgable era nula.
- En los rechazados por falta de capacidad disponible, deben identificarse las instalaciones que se han tomado en consideración para valorar la capacidad no suficiente, especificando:
 - Si existen inversiones previstas en los Planes de Inversión aprobados, para incrementar la capacidad disponible respecto de las instalaciones se han tomado en consideración para valorar la capacidad no suficiente, especificando para qué año está prevista su ejecución.