



CNMC

COMISIÓN NACIONAL DE LOS
MERCADOS Y LA COMPETENCIA

**MEMORIA JUSTIFICATIVA DE LA
PROPUESTA DE CIRCULAR
XX/2024 POR LA QUE SE
MODIFICA 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**

Fecha 30 enero 2024

www.cnmc.es

INDICE DE CONTENIDO

1. OBJETO	4
2. ANTECEDENTES Y NORMATIVA APLICABLE	5
3. CONTENIDO Y ANÁLISIS JURÍDICO	8
4. DESCRIPCIÓN DE LA TRAMITACIÓN	9
5. CONTENIDO Y ANÁLISIS TÉCNICO	9
5.1. Facturación por energía reactiva	9
5.1.1. Subgrupo de trabajo de control de tensión	13
5.1.2. Posición de los agentes en relación con el control de tensión.....	22
5.1.3. Comparación internacional del tratamiento de la energía reactiva	25
5.1.4. Modificación del término de facturación por energía reactiva	28
5.2. Asignación del impacto sobre la retribución del transporte y la distribución de la ejecución del procedimiento de lesividad.....	38
5.2.1. Desvíos registrados en la retribución	39
5.2.2. Desvíos de ingresos de peajes	46
5.2.3. Desvíos registrados en las liquidaciones	47
5.2.4. Impacto de los desvíos de ejercicios anteriores en la determinación de los peajes.....	53
5.2.5. Propuesta de tratamiento de los desvíos de retribución derivados de la ejecución de la lesividad.....	55
5.3. Otras modificaciones.....	57
5.3.1. Metodología de asignación de la retribución del transporte y la distribución (artículo 8)	58
5.3.2. Aplicación los peajes de transporte y distribución de electricidad (artículo 9)	58
5.3.3. Peajes de transporte y distribución aplicables a los puntos de recarga de vehículos eléctricos acceso público (DA2 ^a).....	81
5.3.4. Peajes de transporte y distribución aplicables a los puntos de suministro eléctrico a buques.....	81
6. ANÁLISIS DEL IMPACTO DE LA MODIFICACIÓN DE LA CIRCULAR 3/2020	83
6.1. Impactos económicos.....	83

PUBLICA

6.1.1. Impacto de la modificación de la facturación del término de energía reactiva	83
6.1.2. Impacto de la laminación de los desvíos de transporte y distribución de ejercicios anteriores	84
6.1.3. Impacto de la modificación de la modificación de los términos de exceso de potencia	86
6.2. Impacto sobre la competencia	88
6.3. Otros impactos.....	88
ANEXO. REDACTADO DE LA CIRCULAR 3/2020 CON CONTROL DE CAMBIOS RESPECTO DE LA VERSIÓN VIGENTE	89

PUBLICA

MEMORIA JUSTIFICATIVA DE LA PROPUESTA DE CIRCULAR POR LA QUE SE MODIFICA 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

1. OBJETO

El objeto de la propuesta de modificación de la Circular 3/2020 es establecer la facturación por el término de energía reactiva una vez se dispone del resultado del grupo de trabajo de expertos de control de tensión.

Adicionalmente, una vez ejecutadas las sentencias del Tribunal Supremo relativas a la declaración de la lesividad de las órdenes IET/980/2016 e IET/981/2016 y se establece la retribución de las actividades del transporte¹ y la distribución² del ejercicio 2016, han sido actualizadas la retribuciones de la actividad del transporte de los ejercicios 2017 a 2019³ y del ejercicio 2020 y las retribuciones de la actividad de distribución de los ejercicios 2017 a 2019⁴ y se

¹ Orden TED/1311/2022, de 23 de diciembre, por la que se aprueba la retribución de Red Eléctrica de España, SA, correspondiente al año 2016, en ejecución de la sentencia del Tribunal Supremo en relación con el recurso contencioso-administrativo n.º 264/2018 planteado por la Abogacía del Estado respecto de las cuestiones que motivaron el Acuerdo del Consejo de Ministros que declaró la lesividad de la Orden IET/981/2016, de 15 de junio, disponible en https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2022-23736.

² Orden TED/490/2022, de 31 de mayo, por la que se ejecuta la sentencia del Tribunal Supremo en relación con la declaración de lesividad para el interés público de la Orden IET/980/2016, de 10 de junio, por la que se establece la retribución de las empresas de distribución de energía eléctrica para el año 2016, disponible en https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2022-9010.

³ Orden TED/1343/2022, de 23 de diciembre, por la que se establece la retribución de las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica para los años 2017, 2018 y 2019, disponible en https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2022-24406.

⁴ Orden TED/749/2022, de 27 de julio, por la que se aprueba el incentivo o penalización para la reducción de pérdidas en la red de distribución de energía eléctrica para el año 2016, se modifica la retribución base del año 2016 para varias empresas distribuidoras, y se aprueba la retribución de las empresas de distribución de energía eléctrica para los años 2017, 2018 y 2019, disponible en https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2022-13101.

PUBLICA

ha iniciado el trámite de audiencia de la resolución por la que se actualiza la retribución de la distribución del ejercicio 2020, a las que seguirán la actualización de las retribuciones de los ejercicios 2021 a 2023. De estas actualizaciones se deriva un impacto sobre los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que no obedece a un desvío en los términos contemplados en la Circular 3/2020. Con objeto de no distorsionar la señal de precios al consumidor que resulta de la metodología de la citada Circular, se propone establecer laminar el impacto de los desvíos sobre los peajes de los consumidores.

Por último, teniendo en cuenta las consultas recibidas por parte de empresas, Comunidades Autónomas y consumidores, se proponen modificaciones menores en diversos puntos del articulado de la Circular 3/2020, con objeto de facilitar su comprensión.

2. ANTECEDENTES Y NORMATIVA APLICABLE

El Real Decreto-ley 1/2019⁵, de 11 de enero, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a las exigencias derivadas del derecho comunitario en relación a las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del gas natural, modificó, a estos efectos, la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, a fin de transferir a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (en adelante CNMC) las competencias dadas al regulador en la normativa europea.

A través de dicha modificación, la Ley 3/2013, de 4 de junio, citada, asignó 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,

⁵ Disponible en <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2019-315>

respetando el principio de sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico de conformidad con la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

En cumplimiento de lo anterior, el 24 de enero de 2020 fue publicada en el Boletín Oficial del Estado la Circular 3/2020⁶, 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.

En la Memoria que acompaña a la citada Circular se justificaba mantener el mecanismo de facturación por energía reactiva en tanto no se dispusiera del resultado del grupo de trabajo de control de tensión. No obstante, teniendo en cuenta las alegaciones recibidas del operador del sistema y del Ministerio y los problemas de sobretensión registrados en la red durante el periodo de valle, se optó por introducir una disposición transitoria en la Circular en la que se establece una penalización a los consumidores con potencia contratada superior a 15 kW a efectos de mantener un factor de potencia superior a 0,98 capacitivo en el periodo 6, si bien se habilita a la CNMC a modificar el precio si el análisis de la información disponible o el cambio del comportamiento de los consumidores, lo hiciera aconsejable.

Una vez publicada la Circular 3/2020, algunos colectivos de consumidores (principalmente, siderúrgica, gases industriales y ferroviario) pusieron de manifiesto el impacto de la medida sobre su facturación por energía y la imposibilidad de adaptarse a la nueva señal de precios en el corto plazo. Teniendo en cuenta lo anterior, en la Resolución de 18 de marzo de 2021⁷, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen los valores de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de electricidad de aplicación a partir del 1 de junio de 2021 (en adelante Resolución de peajes 2021), primera vez que se aplican los peajes de transporte y distribución que resultan de la metodología de la Circular 3/2020, se estableció un precio de 0,0 €/kVAr para el periodo 6, en tanto no se dispusiera de los resultados del grupo de trabajo de control de tensión.

⁶ Disponible en https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2020-1066

⁷ Disponible en https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2021-4565

PUBLICA

Asimismo, la Resolución de 16 de diciembre de 2021⁸, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen los valores de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de electricidad de aplicación a partir del 1 de enero de 2022 (en adelante, Resolución de peajes 2022) por razones análogas mantiene el precio de 0,0 €/kVAr para el periodo 6.

Por otra parte, el pasado 1 de junio fue publicada en el Boletín Oficial del Estado la Orden TED/490/2022⁹, de 31 de mayo, por la que se ejecuta la sentencia del Tribunal Supremo en relación con la declaración de lesividad para el interés público de la Orden IET/980/2016, de 10 de junio, por la que se establece la retribución de las empresas de distribución de energía eléctrica para el año 2016 y con posterioridad la Orden TED/749/2022, de 27 de julio, por la que se aprueba el incentivo o penalización para la reducción de pérdidas en la red de distribución de energía eléctrica para el año 2016, se modifica la retribución base del año 2016 para varias empresas distribuidoras, y se aprueba la retribución de las empresas de distribución de energía eléctrica para los años 2017, 2018 y 2019.

Asimismo, han sido publicadas la Orden TED/1311/2022¹⁰, de 23 de diciembre, por la que se aprueba la retribución de Red Eléctrica de España, SA, correspondiente al año 2016, en ejecución de la sentencia del Tribunal Supremo en relación con el recurso contencioso-administrativo n.º 264/2018 planteado por la Abogacía del Estado respecto de las cuestiones que motivaron el Acuerdo del Consejo de Ministros que declaró la lesividad de la Orden IET/981/2016 de 15 de junio y la Orden TED/1343/2022¹¹, de 23 de diciembre, por la que se establece la retribución de las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica para los años 2017, 2018 y 2019.

Una vez se dispone de la base de retribución de activos actualizada, la CNMC debe establecer la retribución de las actividades del transporte y la distribución de los ejercicios 2020 a 2023 conforme a las metodologías de las Circulares 5/2019 y 6/2019. Al respecto se indica que se ha aprobado la Resolución de 27 de julio de 2023¹², de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia,

⁸ Disponible en <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2021-21208>

⁹ Disponible en https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2022-9010

¹⁰ Disponible en https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2022-23736

¹¹ Disponible en https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2022-24406

¹² Disponible en https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2023-18103

PUBLICA

por la que se establece la retribución de las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica para el año 2020 y se encuentra en fase de tramitación la resolución por la que se establece la retribución de la actividad de distribución correspondiente al ejercicio 2020¹³.

Por último, el 18 de marzo de 2021 fue aprobado el Acuerdo por el que se contestan las consultas relativas a la aplicación de la Circular 3/2020, de 15 de enero, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad. Este Acuerdo fue actualizado el 8 de julio de 2021.

Esta propuesta de Circular, recogida en el Plan de Actuación de la CNMC¹⁴ previsto en el artículo 39 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, se adecúa a los principios de buena regulación previstos en el artículo 129 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas dado que responde a los principios de necesidad y eficiencia. Esta Circular es el instrumento más adecuado para garantizar la consecución de los objetivos que persigue, adecuándose a las orientaciones de política energética publicados por el Ministerio para la Transición Ecológica.

3. CONTENIDO Y ANÁLISIS JURÍDICO

La Circular consta de un artículo único y una disposición final única. En el artículo único se incorpora la modificación de los artículos 7, 8, 9, se introducen un nuevos artículos, se modifica la disposición transitoria segunda y se añaden dos disposiciones transitorias y dos nuevos anexos (IV y V), mientras que en la disposición final única se recoge la entrada en vigor de la Circular.

¹³ Véase Propuesta de Resolución por la que se establece la retribución de las empresas titulares de instalaciones de distribución de energía eléctrica para el año 2020 disponible en <https://www.cnmc.es/consultas-publicas/energia/retribucion-empresas-distribucion-energia-electrica-2020>.

¹⁴ Disponible en <https://www.cnmc.es/sobre-la-cnmc/plan-de-actuacion>

4. DESCRIPCIÓN DE LA TRAMITACIÓN

En este epígrafe se recogerá un resumen de las principales aportaciones y alegaciones recibidas en el trámite de consulta pública, así como cualquier otra cuestión relevante que surja en la misma y descripción de más trámites significativos.

5. CONTENIDO Y ANÁLISIS TÉCNICO

5.1. Facturación por energía reactiva

La energía reactiva aparece en las instalaciones eléctricas cuando se utilizan aparatos que necesitan crear campos magnéticos y eléctricos para su funcionamiento (esto es, aparatos que disponen de bobinas y condensadores, tales como los motores de los frigoríficos y congeladores, los ascensores, los fluorescentes o los transformadores, entre otros).

La energía reactiva provoca pérdida de potencia útil en las instalaciones, aumento de las pérdidas, sobrecalentamientos de los conductores eléctricos, menor rendimiento en los aparatos eléctricos conectados y caídas de tensión y perturbaciones en la red eléctrica, lo que induce una serie de costes que deben ser trasladados a los usuarios que los inducen.

La normativa actual establece unos requisitos mínimos para el acceso y conexión a la red de transporte tanto para la generación como para la distribución y demanda en relación con los factores de potencia que se deben mantener, de forma que se garantice el suministro en condiciones las adecuadas de seguridad¹⁵.

¹⁵ En particular, el Procedimiento de Operación 7.4 relativo al Servicio complementario de control de tensión de la red de transporte (disponible en <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2000-5204>) establece los requisitos para la generación no renovable, la distribución y la demanda conectada en la red de transporte y el Real Decreto 413/2014 de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos (disponible en <https://boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2014-6123>) establece los requisitos para las instalaciones renovables.

Adicionalmente, con la facturación por energía reactiva se pretende dar una señal de precios a los consumidores que incentiven comportamientos eficientes, de tal manera que cuando generen reactiva instalen equipos que la compensen la energía reactiva de la red.

La señal de precio por energía reactiva vigente fue establecida en el Real Decreto 1164/2001¹⁶. En particular, el citado Real Decreto establece que la facturación de acceso incluye un término de facturación por energía reactiva en todos los periodos tarifarios, salvo el periodo valle (periodo 3 para las tarifas de acceso 3.0 A y 3.1 A y periodo 6 para las tarifas de acceso de 6 periodos) de todas las tarifas de acceso (con la excepción de los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada igual o inferior a 15 kW), siempre que el consumo de energía reactiva exceda el 33% del consumo de energía activa (lo que equivale a un $\cos \varphi < 0,95$), durante el periodo de facturación considerado. El precio del término de energía, expresado en €/kVAhr, difiere en función del factor de potencia.

En el ámbito del grupo de trabajo para la implementación de los reglamentos europeos relativos a la gestión de la red de transporte de electricidad y emergencia y reposición del servicio, en mayo de 2018 se creó un grupo de trabajo de expertos en control de tensión para llevar a cabo un estudio conjunto de la tensión TSO-DSO a nivel global. Este grupo de trabajo compuesto por representantes del operador del sistema (OS) y gestores de las redes de distribución (GRD) y al que asisten en calidad de supervisores representantes tanto del Ministerio para la Transición Ecológica como de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, tenía por objeto principal la redacción del acuerdo de los valores de consigna de potencia reactiva, los rangos de factor de potencia o los valores de consigna de tensión para controlar la tensión entre el punto de conexión entre transporte y distribución.

La Circular 3/2020 mantiene la señal de precios de energía reactiva establecida en el Real Decreto 1164/2001, en tanto no se dispusiera de los resultados del mencionado grupo de trabajo de control de tensión. No obstante, a propuesta del MITERD y teniendo en cuenta las observaciones realizadas durante el trámite de audiencia de la Circular por otros dos agentes, se optó por introducir una señal

¹⁶ Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica disponible en <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2001-20850>

de precios en el periodo 6, con objeto de mitigar el problema de sobretensiones que se venían registrando durante ese periodo.

Tras la publicación de la Circular 3/2020, algunos colectivos de consumidores (particularmente, siderúrgicos, gases industriales y ferroviarios) pusieron de manifiesto el impacto de la medida sobre su facturación por energía y la imposibilidad de adaptarse a la nueva señal de precios en el corto plazo.

Teniendo en cuenta lo anterior, en la Resolución de peajes de 2021, primera vez que se aplican los peajes de transporte y distribución que resultan de la Circular 3/2020, se estableció un precio de 0,0 €/kWh para el periodo 6, en tanto no se dispusiera de los resultados del grupo de trabajo de control de tensión.

Por otra parte, el artículo 40 de la Directiva (UE) 2019/944¹⁷ 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. La Directiva (UE) 2019/944 identifica, entre otros, como servicio de no frecuencia el control de tensión.

A fin de adaptar el servicio de control de tensión, entre otros aspectos, a lo dispuesto en dicho artículo 40 de la Directiva (UE) 2019/944, el operador del sistema eléctrico español llevó a cabo un diseño para un nuevo servicio basado en mecanismos de mercado. Este diseño se materializó en una propuesta de revisión de varios procedimientos de operación, entre los que destaca el P.O.7.4, en julio de 2021. La propuesta de revisión consiste, en resumen, en la implantación de un mecanismo mixto de asignación de los recursos de control de tensión, con una vertiente de participación obligatoria no remunerada, asociada a las capacidades exigidas por la regulación de conexión a la red, y otra vertiente de participación voluntaria y remunerada a precio de mercado, basada en subastas zonales para la puesta a disposición del gestor de la red de la capacidad adicional disponible, cuando esta sea necesaria.

¹⁷ Directiva (UE) 2019/944 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE (versión refundida) disponible en <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=CELEX:32019L0944>.

Durante la tramitación de esta propuesta, algunos agentes señalaron diversas preocupaciones sobre el modelo propuesto, así como sobre otros aspectos técnicos de la adaptación.

Con objeto de 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, la CNMC lanzó un proyecto piloto en julio de 2022 en que se implementa un mecanismo de unas características similares al propuesto en el P.O.7.4, con carácter zonal y temporal, para la provisión de recursos de control de tensión.

El proyecto piloto 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. El proyecto, que finalizó en julio de 2023, ha permitido la comprobación de la respuesta de diferentes aspectos tecnológicos y normativos, según se recoge en el informe del operador del sistema.

Sin embargo, las instalaciones de demanda no han participado en este proyecto piloto por 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. En síntesis, la participación en el proyecto, de carácter voluntario, compromete a los consumidores 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 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. En el

PUBLICA

caso de requerimiento de un factor de potencia específico, la retribución propuesta es de 1,6 €/MWh consumido en cada hora¹⁸.

En los siguientes epígrafes se recogen las principales conclusiones del grupo de control de tensión, así como la posición de los agentes en relación con las propuestas de operador del sistema relativas al control de tensión y la propuesta de modificación del tratamiento de la energía reactiva de la Circular 3/2020.

5.1.1. Subgrupo de trabajo de control de tensión

En el seno del citado grupo de trabajo de gestión de la red de transporte y distribución se creó un subgrupo con el objetivo específico de revisar y, en su caso, proponer a la CNMC nuevos valores de factor de potencia, así como la metodología para la determinación de los precios aplicables a la facturación por energía reactiva acordados por el operador del sistema con transportistas y distribuidores.

Tras una serie de reuniones, en el seno de este subgrupo de trabajo se ha alcanzado un cierto consenso sobre el diagnóstico de la situación actual en relación con el control de tensión, sobre los rangos de factor de potencia que deben cumplir los consumidores y sobre la necesidad de introducir una señal de precio en el periodo 6, hasta ahora inexistente. Sin embargo, no se ha llegado a un consenso sobre si la señal de precio debe trasladarse horariamente o por periodo, ni tampoco sobre quién debe ser el responsable de validación de la medida y de la facturación del término por energía reactiva, así como en lo relativo a la coordinación de la señal de precio regulada proporcionada en el peaje y el mercado de control de potencia que se debe establecer.

En los siguientes epígrafes se describen las propuestas y posiciones debatidas en el seno de Subgrupo de trabajo de control de tensión en relación con el diagnóstico de la situación actual, los rangos de potencia, la metodología para la determinación del término de facturación por energía reactiva, el responsable de la medida y facturación por energía reactiva y la consideración de un periodo transitorio para su implementación.

¹⁸ Para más información véase 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 eléctrica” disponible en <https://www.cnmc.es/consultas-publicas/energia/proyecto-de-demostraci%C3%B3n-regulatorio-control-de-tension-2023>.

5.1.1.1. Diagnóstico de la situación actual del control de tensión

El sistema eléctrico (red de transporte y distribución) ha crecido durante los últimos años debido, entre otros, a la creciente integración de renovables, lo que ha supuesto un mayor aporte de energía reactiva al sistema. Por otro lado, la reducción de consumo eléctrico a nivel nacional ha reducido la necesidad de transporte de energía activa por las redes, lo cual ha causado un menor consumo de energía reactiva en las mismas. Todo esto ha provocado que cada vez haya más excedentes de reactiva en el sistema, lo cual está contribuyendo al aumento de tensión del sistema, y los escenarios previstos en el corto y medio plazo (aumento de generación distribuida y autoconsumo), hacen prever que este efecto podrá ir en aumento.

Aunque la evolución de las tensiones en la red de transporte no ha sufrido variaciones significativas en los últimos años gracias a la aplicación de medidas de control de tensión, el perfil medio de las tensiones en la red de transporte peninsular se ha mantenido en valores elevados. Además, en algunos momentos, las tensiones de la red de transporte han llegado a alcanzar valores máximos cercanos a los umbrales permitidos por normativa, llegando incluso a superarlos en momentos puntuales.

Con respecto a los elementos discretos disponibles para el control de tensión en el sistema, se ha llevado a cabo un intenso plan de instalación de reactancias en la red de transporte, y el uso de este recurso se ha incrementado en el tiempo, llegando al punto de agotamiento en numerosos escenarios. Por otro lado, el desacoplamiento de líneas de la red de transporte por control de tensión ha seguido la misma tendencia que el uso de reactancias, es decir, las líneas se han mantenido abiertas por control de tensión durante más tiempo en el sistema, aunque durante los últimos años se visto ligeramente reducido el número de líneas abiertas por la misma razón, gracias en gran parte a la instalación de nuevas reactancias en la red de transporte.

Para mantener las tensiones dentro de márgenes, durante los últimos años se ha intensificado la aplicación de medidas para el control de la tensión (acoplamiento de reactancias y apertura de líneas), por lo que el sistema está perdiendo margen de actuación ante posibles situaciones excepcionales. En ocasiones, se hace necesario conectar generación por restricciones técnicas por agotamiento de las medidas topológicas, especialmente en horas valle.

Adicionalmente, con respecto a los proveedores del servicio de control de tensión, se ha observado que existe un cierto margen teórico para mejorar su comportamiento, principalmente en relación con la absorción de reactiva. Se

PUBLICA

debe de tener en cuenta que el cumplimiento del servicio de control de tensión se basa en lo recogido en el P.O. 7.4 y éste no siempre contempla las capacidades reales de cada sujeto ni las verdaderas necesidades del sistema en cuanto a control de tensión.

En cuanto a la red de distribución, en el grupo de trabajo se ha concluido que actualmente, salvo en casos puntuales, no tiene problemas de sobretensión. Los gestores de la red de distribución no disponen de recursos como el acoplamiento de reactancias o la apertura de líneas con los que contribuir al control de tensión en la red de transporte en periodos valle. En escenarios de elevadas tensiones, los gestores de la red de distribución emplean los reguladores de tomas de sus transformadores, incluyendo los transformadores frontera con la red de transporte, para mantener sus tensiones dentro de los valores reglamentarios. El empleo de los reguladores de los transformadores frontera con la red de transporte para el control de la tensión en la red de distribución implica un trasvase de reactiva de una red a otra.

Parte de la generación conectada a la red de distribución inyecta reactiva a la red, incluso en los escenarios valle, de lo cual se puede deducir que las actuales consignas de factor de potencia no son un método eficaz para el control de tensión, principalmente en situaciones de baja generación.

También se ha constatado que el problema de control de tensión es zonal y que, aunque en situaciones de sobretensiones existe un exceso de reactiva en el sistema, hay zonas en las que puede ser necesario inyectar energía reactiva para mantener su tensión dentro de los márgenes reglamentarios establecidos.

Por último, durante los últimos años, la señal que se manda a los consumidores sobre la penalización por consumo de potencia reactiva ha llevado a la instalación de baterías de condensadores que, en muchos casos, ocasionan sobrecompensaciones en el consumo de reactiva y, debido a que se mantienen acopladas en el tiempo (incluso en valle), tienen un efecto negativo sobre las tensiones del sistema cuando existen problemas de sobretensión.

5.1.1.2. Rangos de factor de potencia

En el ámbito del SG de control de tensión se ha alcanzado un consenso sobre los rangos de factor de potencia que deben cumplir todos los consumidores (excluidos los conectados en baja tensión con potencia contratada igual o inferior a 15 kW para los que no hay obligación). En el siguiente cuadro se comparan los rangos de factor de potencia establecidos en la Circular 3/2020 con los de la propuesta del SG de control de tensión. Se indica que los valores propuestos

PUBLICA

para los consumidores conectados en la red de transporte con potencia contratada superior a 5 MW son consistentes con los recogidos en la propuesta de revisión del P.O. 7.4.

Cuadro 1. Rangos de factor de potencia propuestos por el SG de control de tensión

Periodo horario	Circular 3/2020	Propuesta SG Control de Tensión	
		Puntos de suministro conectados en tensión superior a 220 kV con potencia contratada > 5 MW en algún periodo	Resto de puntos de suministro a los que les es de aplicación el término por energía reactiva
Periodo 1	$\cos \varphi > 0,95$ ind	0,95 cap. < $\cos \varphi > 0,95$ ind	0,95 cap < $\cos \varphi > 0,90$ ind
Periodos 2, 3, 4 y 5	$\cos \varphi > 0,95$ ind	0,98 cap < $\cos \varphi > 0,95$ ind	0,95 cap < $\cos \varphi > 0,90$ ind
Periodo 6	$\cos \varphi > 0,98$ cap	$\cos \varphi \leq 1$ ind	0,98 cap < $\cos \varphi$

Fuente: Circular 3/2020 y REE, SG Control de Tensión

Estos rangos de factor de potencia se deben mantener durante el periodo regulatorio, si bien podrían ser revisados de cara a los siguientes periodos regulatorios.

5.1.1.3. Diseño de la señal de precio del término de energía reactiva

Como se ha indicado, no existe consenso en el seno del SG de control de tensión sobre el diseño de la señal de precio que se debe trasladar al consumidor. Por una parte, el operador del sistema considera que la señal de precio que se dé al consumidor debe ser horaria, en coherencia con el diseño del mercado, mientras que los distribuidores han mostrado su disconformidad con la propuesta. Desde su punto de vista, teniendo en cuenta que los problemas de tensión son locales y que la señal de precio que se debe dar al consumidor debe ser base y universal, entienden que no es necesario la implantación de una señal de precio horaria, que, además, daría lugar a sobrecostes de desarrollos de sistemas.

Adicionalmente, señalan, por una parte, que ir a una señal de precio horaria requeriría la adaptación del P.O 10.5, a efectos de establecer la metodología para completar los huecos en las horas en que no se dispusiera medida, de

PUBLICA

forma similar a lo establecido para la energía activa y, por otra parte, que actualmente únicamente se controla y valida la información de las curvas de carga horarias de energía activa y que no se puede garantizar la fiabilidad de la información de los cuadrantes de energía reactiva.

5.1.1.4. Metodología para la determinación del término de energía reactiva

Respecto de la metodología para la determinación término de facturación por energía reactiva el operador del sistema ha realizado la propuesta que se describe más adelante. Los GRD que participan en el SG de control de tensión han declinado participar en la elaboración de dicha propuesta, argumentando que son personal eminentemente técnico y que no tienen el perfil adecuado para participar en la propuesta de precio. No obstante, han señalado la necesidad de establecer una metodología para determinar anualmente los precios de la penalización, que debe basarse en el análisis de coste beneficio de la penalización respecto a los costes evitados al sistema por la misma.

La propuesta del operador del sistema se basa en el coste registrado en el mercado motivado por el control de tensión. En particular, el término de facturación de energía reactiva propuesto resulta de la comparación de dos cálculos:

- a) Se estima que la demanda es responsable, en términos medios del 13% de la energía reactiva vertida en la red y se determina el término de facturación de energía reactiva como resultado de multiplicar el coste medio del mercado por control de tensión en el periodo 6 (137,57 €/MVAhr) por el porcentaje de responsabilidad de la demanda (13%) resultando un precio para el periodo de valle de 18 €/MVAhr.

PUBLICA

Cuadro 2. Coste de la energía reactiva en periodo de valle y responsabilidad de la energía vertida por agente

2018				
Energía (MWh)	Reactiva (MVarh)	Sobrecoste €	€/MWh	€/MVarh
2497446,20	749233,86	111342461,13	44,58	148,6
2019				
Energía (MWh)	Reactiva (MVarh)	Sobrecoste €	€/MWh	€/MVarh
2326309,00	697892,70	81485709,97	35,03	116,8
1º SEMESTRE 2020				
Energía (MWh)	Reactiva (MVarh)	Sobrecoste €	€/MWh	€/MVarh
3020363,40	906109,02	133512897,96	44,20	147,3
COSTE REACTIVA VALLE (€/MVarh)				137,57

	Valle	Q generada cargas	Q generada líneas	Q consumida líneas	Q generada total	% Q generada carga
Caso invierno	30_01_19	2084	17678	4577	15185	14%
Caso primavera	24_04_19	2435	16098	4958	13575	18%
Caso verano	10_07_19	803	16572	5225	12150	7%
Caso otoño	02_10_19	1649	16407	5175	12881	13%
					Q media	13%

Fuente: Operador del sistema

- b) Este precio se ha contrastado con el coste medio que resulta de imputar los costes de restricciones técnicas en función de la energía reactiva vertida por los consumidores Tipo 1 y 2, resultando un precio de 19,8 €/MVAhr.

Cuadro 3. Sobre coste para los consumidores Tipo 1 y 2 por la energía reactiva vertida en periodo de valle

Periodo 6	Suma de AE	Suma de R1	Suma de R4	Sobrecoste €/Q vertida
2018	54.969.532	8.583.263	5.336.318	20,9
2019	53.751.016	8.854.454	4.345.438	18,8
				19,8

Fuente: Operador del sistema

- c) Se establece un precio para el comportamiento muy inductivo aplicando la misma relación de precios que existe en los términos vigentes.

Teniendo en cuenta lo anterior el operador del sistema propone los siguientes términos de facturación por energía reactiva de 18 €/MVAhr cuando el factor de

PUBLICA

potencia se encuentra fuera de los correspondientes rangos establecidos por periodo.

Adicionalmente, para comportamientos muy inductivos ($\cos \varphi < 0,80$ ind) propone una penalización de 27 €/MVAhr, que resulta de mantener la relación de precios vigentes.

Cuadro 4. Términos de facturación por energía reactiva de la Circular 3/2020 y propuesta del Operador del Sistema

Periodo horario	cos φ	Término de energía reactiva (€/MVAhr)	
		Circular 3/2020	Propuesta OS
Periodo 1 a 5	Fuera de rango salvo cos $\varphi > 0,80$ ind	41,5540	18,00
	Fuera de rango con cos $\varphi < 0,80$ ind	62,3320	27,00
Periodo 6	Fuera de rango con cos $\varphi > 0,98$ cap	50,00 (1)	18,00

(1) En el periodo 6 el cumplimiento del factor de potencia es horario.

Fuente: Orden ITC/688/2011, de 30 de marzo, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de abril de 2011 y determinadas tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial, Circular 3/2020 y Operador del sistema

Por otra parte, como se ha indicado, el operador del sistema ha propuesto una retribución de 8 €/MWh para el proyecto piloto de control de tensión de la demanda. Esta retribución se corresponde con el valor de las ofertas presentadas por las instalaciones renovables en el proyecto demostrativo regulatorio de control de tensión para la generación. Se han considerado las ofertas presentadas por las tecnologías fotovoltaica y eólica, ya que los costes operativos de proporcionar o absorber reactiva de estas instalaciones son relativamente bajos (igual que para la demanda), al no tener asociado un coste de arranque (como el caso de las térmicas) ni un coste de oportunidad asociado a un recurso limitado (como las hidráulicas).

PUBLICA

5.1.1.5. Validación de la medida y responsable de la facturación

Asimismo, tampoco existe consenso en el seno del SG de control de tensión sobre el responsable de validar las medidas y realizar la facturación por energía reactiva.

En coherencia con el diseño del mecanismo establecido en el P.O. 7.4 el operador del sistema realiza dos propuestas:

En la primera propuesta, aquellas horas en que el consumidor fuera proveedor del servicio adicional de control de potencia, el distribuidor no debe valorar el cumplimiento del factor de potencia establecido en la Circular 3/2020. Así, cuando el consumidor estuviera ofreciendo el servicio de control de tensión sería el operador del sistema el que validaría y liquidaría la parte adicional y remitiría esta información al GRD para que durante esas horas no validara el cumplimiento obligatorio del factor de potencia. Esta propuesta requeriría el acceso a la información de medidas de los puntos de suministro bajo el P.O. 7.4 e intercambio de información entre el OS y el GRD para la validación y facturación por energía reactiva.

En la segunda propuesta, el operador del sistema sería el encargado de la validación de la medida y la facturación por energía reactiva, tanto del servicio adicional como del obligatorio. En este caso el OS tendría acceso a la información de las medidas de los consumidores bajo el P.O. 7.4 y se requería un intercambio de información entre el OS y el GRD de los consumidores que proporcionan el servicio adicional.

Los GRD no comparten ninguna de las dos propuestas realizadas por el OS, señalando que introducen una gran complejidad en el procedimiento de validación de las medidas y facturación de los consumidores e implica un elevado coste de desarrollo de sistemas, no solo para los distribuidores, sino también de los comercializadores, con el consecuente impacto sobre la factura de los consumidores.

Desde su punto de vista, los GRD deben seguir siendo los responsables de la validación del cumplimiento de los factores de potencia y de la facturación por energía reactiva de todos los consumidores, si bien cumplirán con que se determine respecto de la liquidación de los servicios de control de tensión que se oferten en los mercados.

PUBLICA

5.1.1.6. Bonificación transitoria

El OS, adicionalmente, propone establecer una bonificación de carácter transitorio para aquellos consumidores conectados en la red de transporte con potencia contratada superior a 5 MW con objeto de incentivar la adecuación de las instalaciones que por sus características no pueden participar en los mercados de reactiva adicional. Esta bonificación se aplicaría en el caso de que se participara en el servicio de reactiva adicional.

Los GRD no comparten el establecimiento de la bonificación porque no lo consideran un mecanismo adecuado para incentivar las inversiones y puede resultar discriminatorio, sugiriendo explorar métodos de financiación alternativos, tales como fondos de IDAE u otros.

5.1.1.7. Periodo de adaptación

Existe consenso sobre la necesidad de implementar un periodo para la adaptación a los nuevos requisitos de factor de potencia, con objeto de permitir a los consumidores realizar las modificaciones necesarias en sus instalaciones para cumplirlos.

En particular, el OS propone mantener el primer año los rangos de factor de potencia y penalizaciones establecidos en la Circular 3/2020 con una validación mensual por periodo tarifario y el anuncio de los nuevos rangos. Durante los años 2º y 3º se aplicarían los nuevos rangos de factor de potencia y los nuevos términos de energía reactiva, con una validación de la medida mensual o diaria por periodo tarifario. En estos tres primeros años, el GRD validaría el cumplimiento y facturaría por energía reactiva, con la excepción de los consumidores que participen en el servicio adicional de control de tensión. En el cuarto año se aplicaría plenamente la propuesta, con validación horaria por parte del Operador del sistema.

Por su parte, los GRD proponen mantener durante el primer año los rangos actualmente publicados, introduciendo una señal de precio en el periodo 6, que debería ser calculada con la metodología anteriormente descrita. Adicionalmente se publicarían los nuevos rangos de factor de potencia que aplicarían al año siguiente, con objeto de ir trasladando la señal a los consumidores. El segundo año ya aplicarían los nuevos rangos y sus correspondientes precios calculados con la nueva metodología de precios. En todo caso, la validación del cumplimiento y la facturación del término de energía reactiva se mantendría en los términos vigentes, esto es, se realizaría por periodo horario y sería responsabilidad del distribuidor.

PUBLICA

5.1.2. Posición de los agentes en relación con el control de tensión

Como se ha indicado anteriormente, en el ámbito de la adaptación de la normativa nacional a la Directiva (UE) 2019/944 y al Reglamento (UE) 2019/943, el OS ha sometido a consulta pública y con posterioridad ha remitido a la CNMC una propuesta sobre las condiciones de aplicación de los servicios de no frecuencia (SNF), así como la revisión de diversos procedimientos de operación, entre los que se incluye el P.O. 7.4. En este momento estas propuestas se encuentran en fase de tramitación.

La propuesta del OS en relación con el control de tensión de exigir un servicio mixto, con una prestación mínima obligatoria y otra adicional potestativa (con asignación y retribución basadas en criterios de mercado), ha sido ampliamente debatida y cuestionada en los últimos meses por diversos actores del sistema, tanto generadores como demanda y gestores de la red de distribución.

Cabe señalar que la propuesta del OS del servicio de control de tensión y del P.O.7.4 se solapan con la señal de precios que se traslada al consumidor en el término de energía reactiva, por lo que su aplicación debe ser coordinada.

La implantación de las Condiciones SNF, junto con la propuesta de P.O. 7.4, no suponen en general un requerimiento más exigente que el ya recogido en el P.O. 7.4 vigente. La diferencia radica en que la Circular 3/2020, de 15 de enero, de la CNMC, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad, contempla la existencia de una penalización en todos los periodos tarifarios en caso de incumplimiento del factor de potencia, incluido el periodo 6 (valle), para el que no se había previsto penalización en el pasado, a pesar de que muchas instalaciones de demanda incumplían sistemáticamente los rangos que el P.O. 7.4 les exigía en ese periodo tarifario. Además, se requiere un cumplimiento horario del factor de potencia. Dado que el requerimiento de control de potencia ya está en vigor, la propuesta de P.O. 7.4 no contempla la posibilidad de conceder exenciones a instalaciones de demanda, como sí se prevé para la generación RECORE.

Los más afectados serían los **consumidores** electrointensivos (particularmente, el sector siderúrgico y el ferroviario) cuyas instalaciones disponen de baterías de condensadores que, si bien les permiten controlar la absorción de reactiva en las horas llano y punta, lo que en su momento fue incentivado para satisfacer la necesidad del sistema, no tienen capacidad para desconectar dichos equipos en el periodo de valle. Aunque el vigente P.O. 7.4 ya contemplaba obligaciones en

PUBLICA

el periodo 6, en su momento no se establecieron penalizaciones porque no existía un problema de energía reactiva, siendo la prioridad reducir el consumo de reactiva en las horas de mayor consumo.

Sin embargo, como se ha comentado, con la instalación masiva de generación renovable y el consecuente desarrollo de la red, la problemática del sistema ha cambiado: mantener el control de la tensión en los rangos adecuados requiere hoy como prioridad reducir la inyección de reactiva en las horas valle. Por esta razón la Circular 3/2020 introdujo una penalización en el periodo 6.

Algunos consumidores electrointensivos no tienen capacidad para desconectar sus baterías de condensadores por la noche, por lo que para evitar la penalización tendrían que acometer una importante inversión para sustituir los equipos actuales por otros con mayor flexibilidad. Según la información aportada por diversos representantes de estos consumidores, las inversiones rondarían entre 120 M€ y 200 M€, dependiendo de los parámetros técnicos que finalmente se aprueben (esto es, rangos de factor de potencia y cumplimiento horario o por periodo de los mismos). Además, han señalado que, dadas las características de las instalaciones, es necesario llevar a cabo proyectos de ingeniería específica que pocos proveedores pueden realizar y requieren contar con el plazo suficiente para la solicitud de ofertas, diseño, fabricación, instalación y ajuste.

En relación con lo anterior, los consumidores han solicitado que exista una coordinación en la implantación de la facturación por energía reactiva que se establezca en Circular 3/2020 y el P.O. 7.4, dando suficiente plazo a los consumidores para adaptarse a las nuevas condiciones y que estas condiciones perduren en el tiempo, teniendo en cuenta el volumen de inversión requerido.

En relación con lo anterior, cabe señalar que es la demanda la que está soportando el sobrecoste de restricciones para resolver los problemas de control de tensión que, según la información disponible en CNMC, en 2022 alcanzó los 370 M€. Por tanto, al margen de que pueda suponer un coste para algunas instalaciones de demanda, la implantación del nuevo servicio de control de tensión podría suponer un ahorro para todos los consumidores. Este ahorro se espera como consecuencia del incremento de eficiencia al separar el producto de capacidad reactiva del despacho de energía activa que actualmente lleva asociada la resolución por restricciones técnicas. Adicionalmente, la parte potestativa del servicio queda abierta a la demanda que podría, incluso, obtener ingresos adicionales por su participación en las subastas potestativas de capacidad reactiva.

PUBLICA

Por su parte, los **distribuidores** se ven afectados por el servicio de control de tensión de varios modos. En primer lugar, por tener que mantener ciertos niveles de tensión en los nudos de conexión de sus redes con la de transporte. También porque las instalaciones de generación conectadas a las redes de distribución pueden proveer el servicio, por lo que los distribuidores tendrán que actuar como enlace entre dichas instalaciones y el operador del sistema, así como definir las zonas del mercado de capacidad adicional, realizar pruebas de habilitación, enviar consignas, etc. Además, más directamente relacionado con la Circular 3/2020, los distribuidores son los encargados de liquidar los peajes a los consumidores, lo que incluye la facturación por energía reactiva, por lo que necesitarán desarrollar sus sistemas, especialmente si el control se debe llevar finalmente a nivel horario.

En particular, los distribuidores han argumentado que no hay necesidad de implementar un esquema de facturación por energía reactiva horario y proponen mantener la situación vigente hasta ver cómo evoluciona el control de tensión como consecuencia de la penetración de la generación distribuida y el autoconsumo. En todo caso, consideran que el operador del sistema dispone de otros elementos para resolver el problema del control de tensión.

Por otra parte, señalan que el diseño de la metodología de peajes de redes y los mercados de control de tensión son temas diferentes y que no ven la necesidad de mezclarlos. Desde su punto de vista, se pueden organizar mercados locales de control de gestión y configurar una señal de precio a los consumidores complementaria.

Con carácter general, los distribuidores muestran su preocupación por introducir una modificación de este calado, en la coyuntura actual en un escenario de precios de mercado elevado, con la recién implementada estructura de precios y con los problemas de adaptación de sistemas que de ello se derivarían. En consecuencia, proponen mantener la situación actual hasta el siguiente periodo regulatorio.

Adicionalmente, indican que no hay problemas de control de tensión relevantes en el ámbito de la distribución y que el operador del sistema dispone de otras herramientas para resolver el problema de control de tensión.

Al respecto, algunos distribuidores han señalado que en algunas de sus zonas de distribución tienen problemas de subtensiones en el periodo de valle, por lo que introducir una señal de este tipo con carácter generalizado podría dar lugar a inversiones adicionales.

PUBLICA

Finalmente, en las alegaciones recibidas a la propuesta de resolución por la que se establecen las condiciones de aplicación de los servicios de no frecuencia, algunos agentes han señalado la bondad de establecer un proyecto piloto, como el que está en trámite de audiencia¹⁹, que sirva al regulador para comprobar si hay ofertas suficientes y competitivas antes de lanzar el modelo definitivo.

5.1.3. Comparación internacional del tratamiento de la energía reactiva

A efectos ilustrativos, en este epígrafe se resume el tratamiento que se da a la energía reactiva en los países de nuestro entorno, según la información recogida en el informe de ACER “*Report on transmission and distribution tariff methodologies in Europe*”²⁰.

Según la información recopilada en el citado informe, en la mayoría de los países analizados (el 70%) se aplican cargos por energía reactiva. El control de tensión consiste en establecer unos umbrales para el factor de potencia a los usuarios de las redes y unos cargos cuando el comportamiento de los usuarios hace que se sitúen fuera de los umbrales de factores de potencia establecidos.

Respecto del **ámbito de aplicación** de la facturación por energía reactiva, con carácter general, aplica tanto a los usuarios conectados en la red de transporte como a los usuarios conectados en la red de distribución y, también con carácter general, se aplica tanto para a las extracciones (inductiva) como para las inyecciones (capacitiva).

Asimismo, también con carácter general, en los países en los que se aplica control de tensión, se exime del cumplimiento a los consumidores de menor tamaño (consumidores domésticos o consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada inferior a un determinado umbral).

19 Trámite de información pública sobre la propuesta de Resolución por la que se aprueban las condiciones y requisitos para un proyecto de demostración regulatorio de control de tensión (DCOOR/DE/004/22), disponible <https://www.cnmc.es/consultas-publicas/energia/proyecto-de-demostraci%C3%B3n-regulatorio-control-de-tension>

20 Disponible en
https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/ACER_electricity_net_work_tariff_report.pdf

Respecto de los **umbrales de factor de potencia**, si bien varía entre países, el valor común del factor de potencia para la energía reactiva inductiva es del 0,95, mientras que el valor del factor de potencia para la energía capacitiva se sitúa mayoritariamente en 1 (véase Cuadro 5).

Cuadro 5. Rangos de factor de potencia penalizados en la red de distribución en el entorno europeo

Table 31: Application of charges for reactive energy at distribution level

Country	D-tariff (reactive withdrawals)	D-tariff (reactive injections)
Belgium	Brussels: Q above a percentage of P Flanders: Q above 48.4% of P Wallonia: Q above a percentage of P	Brussels: no charges for injections Flanders: Q above 48.4% of P Wallonia: no reactive injection, no charge
Bulgaria	No data	No data
Croatia	Power factor below 0.95	No reactive injection allowed
Czech Republic	Power factor below 0.95	No reactive injection allowed
Estonia	Q above 15% of P ³⁶⁶	Q above 15% of P ³⁶⁷
Finland	DSOs are free to decide tariff structures	DSOs are free to decide tariff structures
France	Q above a percentage of P - DSOs decide	Q above a percentage of P - DSOs decide
Hungary	Q above 25% of P (LV) – Q above 30% of P (MV)	
Ireland	Power factor below 0.95	No reactive injection allowed, no charges
Italy	Q above 33% of P	No reactive injection allowed, no charges until March 2023
Latvia	Power factor below 0.929	No reactive injection allowed
Lithuania		No reactive injection allowed
The Netherlands	Power factor below 0.85 ³⁶⁸	No reactive injection (power factor 1)
Norway	DSOs decide the limit	No reactive injection allowed, no charges
Poland		
Portugal ³⁶⁹	Q above 30% of P (measured outside the off-peak hours)	Measured during off-peak hours. DSO decides whether to apply the reactive charge approved by the regulator or not to apply any charge
Romania	Power factor below 0.9	Power factor below 0.9 (capacitive)
Slovak Republic	Based on power factor $\cos \phi = 0.95$	No reactive injection allowed
Slovenia	9.02 Euro/Mvarh for low and medium voltage	9.02 Euro/Mvarh for low and medium voltage; 3.52 Euro/Mvarh for high voltage
Spain	Q above 33% of P	Power factor below 0.98 (capacitive), no charges

Note: Q=reactive power exchanged, P=active power exchanged

Fuente: ACER, Report on transmission and distribution tariff methodologies in Europe

Respecto del **término de facturación por energía reactiva**, señalar que existe una gran variedad entre los distintos países. En aproximadamente la mitad de los países analizados los precios para energía inductiva y capacitiva son los mismos, sin que se observe un patrón claro en los países en que se diferencian los precios.

PUBLICA

Adicionalmente, en algunos países los términos energía reactiva varían en función del nivel de tensión al que están conectados los usuarios, el momento del día en que se inyecta o extrae la energía reactiva o incluso en función del factor de potencia.

Con pocas excepciones los valores del término de energía varían entre 3 €/Mvarh y 20 €/Mvarh. En el cuadro inferior se muestran los términos de energía reactiva que han informado los distintos países en el ámbito del informe de ACER.

Cuadro 6. Términos de facturación por energía reactiva en el entorno europeo

Table 32: Actual values of charges for reactive energy at distribution level

Country	D-tariff (reactive withdrawals)	D-tariff (reactive injections)
Belgium	Brussels: 15 Euro/Mvarh Flanders: 15.4499 Euro/Mvarh Wallonia: 15 Euro/Mvarh	Brussels: no charges for injections Flanders: 15.4499 Euro/Mvarh Wallonia: no charges for injections
Bulgaria	No data	No data
Croatia	Around 20 Euro/Mvarh	Around 20 Euro/Mvarh
Czech Republic	It is not possible to determine in Euro/Mvarh, charges for withdrawal of reactive energy is computed from maximal power withdrawn in MW and amount of withdrawn energy in MWh and from power factor	18 Euro/Mvarh
Estonia	4.1 or 5.8 Euro/Mvarh (depending on voltage)	6.5 or 7.9 Euro/Mvarh (depending on voltage)
Finland	Varies per DSO	Varies per DSO
France	Varies per DSO	Varies per DSO
Hungary	Around 10 Euro/Mvarh for low voltage Around 7 Euro/Mvarh for medium voltage	No data

Country	D-tariff (reactive withdrawals)	D-tariff (reactive injections)
Ireland		No charges for injections
Italy	7.92 - 10.24 euro/Mvarh for low voltage 2.71 - 3.51 euro/Mvarh for medium voltage	No charges for injections
Latvia	4 Euro/Mvarh	13 Euro/Mvarh
Lithuania	6 Euro/Mvarh	12 Euro/Mvarh
The Netherlands	Varies per DSO	Varies per DSO
Norway	No data	No charges for injections
Poland	Market-based and linked to active energy price	Market-based and linked to active energy price
Portugal ³⁷⁰	3.6-10.8-32.4 euro/Mvarh for low voltage > 41.4 kVA 0.5-1.5-4.5 euro/Mvarh for medium voltage	8.3 euro/Mvarh for low voltage > 41.4 kVA 1.1 euro/Mvarh for medium voltage
Romania	18.6 Euro/Mvarh	18.6 Euro/Mvarh
Slovak Republic	Varies per DSO, additional fee	Varies per DSO, additional fee
Slovenia	9.02 Euro/Mvarh	9.02 Euro/Mvarh
Spain	41.554-62.332 Euro/Mvarh	No charges for injections

- (1) En Portugal el precio varía en función del factor de potencia y el nivel de tensión en el que está conectado el consumidor.

Fuente: ACER, Report on transmission and distribution tariff methodologies in Europe

PUBLICA

Respecto de la **metodología para la determinación del término por energía reactiva**, en el citado informe de ACER no se aporta demasiada información. Se justifica esta falta de información, en parte, porque los términos de facturación de la energía reactiva fueron fijados en el pasado. En particular, se indica que algunos países lo determinan en función del coste asociado a las inversiones en reactancias necesarios para compensar las inyecciones o extracciones de energía reactiva en la red (Flanders, Francia, Irlanda, Lituania y Letonia), otros por el impacto de la energía reactiva sobre las pérdidas de red (República Checa, Italia, Letonia, Rumania y Eslovaquia) o en el uso de las infraestructuras (Italia y Países Bajos) y, por último, dos países indican que se configura como un incentivo para corregir el comportamiento de los usuarios de la red (Croacia y Eslovenia).

5.1.4. Modificación del término de facturación por energía reactiva

El control de tensión tiene una doble vertiente: la liberalizada (como servicio de que puede ser prestado por los consumidores mediante la participación en los mercados de restricciones técnicas, tal y como se prevé en los códigos de red europeos) y la regulada (como señal de precio de base que se proporciona a través de los peajes de redes para inducir comportamientos eficientes con objeto de minimizar las inversiones en redes).

Teniendo en cuenta esta doble vertiente y la urgente necesidad de proporcionar señales de precios adecuadas a los consumidores con objeto de aliviar los problemas de sobre tensión que se están detectando en la red de transporte y teniendo en cuenta también que, probablemente, estos problemas pueden verse agravados en el contexto actual de transición a una economía altamente electrificada donde se espera un aumento de la generación distribuida y del autoconsumo, se propone anticipar a los consumidores los factores de potencia con los que habrán de cumplir de cara al siguiente periodo regulatorio, así como la señal de precio que percibirán en caso de incumplimiento.

En relación con lo anterior, como se ha indicado, señalar que el coste de los servicios de ajuste asociados al control de tensión ha experimentado en estos últimos años un incremento relevante, con el consecuente impacto en las facturas de los consumidores. Este incremento de coste se debe, fundamentalmente, al problema de sobretensiones registradas en el periodo de valle (véase Cuadro 7).

PUBLICA

Cuadro 7. Evolución del coste de restricciones técnicas asociado al control de tensión

Periodo horario	2020		2021		2022		ene-jun 2023	
	Coste (miles €)	% sobre total coste	Coste (miles €)	% sobre total coste	Coste (miles €)	% sobre total coste	Coste (miles €)	% sobre total coste
1	9.812	3,2%	11.028	3,2%	8.810	2,4%	9.209	2,6%
2	18.263	6,0%	15.254	4,4%	12.102	3,3%	16.212	4,6%
3	16.313	5,3%	12.268	3,5%	6.414	1,7%	12.859	3,6%
4	26.895	8,8%	16.295	4,7%	12.516	3,4%	16.518	4,7%
5	16.851	5,5%	9.112	2,6%	9.992	2,7%	10.641	3,0%
6	217.647	71,2%	283.429	81,6%	322.353	86,6%	287.936	81,5%
Total	305.780	100,0%	347.385	100,0%	372.188	100,0%	353.374	100,0%
Demanda b.c. (GWh)	236.697		242.492		235.548		112.834	
Coste medio (€/MWh)	1,29		1,43		1,58		3,13	

Fuente: OS

La introducción de una señal de precio para la energía reactiva en el periodo 6, si bien supondrá un incremento de la facturación por peajes de redes, también supondrá un menor coste de los servicios de ajuste de los consumidores, en la medida en que estos respondan a la señal de precios que se les traslada.

En consecuencia, se propone incorporar los siguientes aspectos relacionados con el tratamiento de la energía reactiva en la Circular 3/2020:

1º Rangos de factor de potencia admitidos

Se adoptan los rangos de factor de potencia propuestos por el SG de control de tensión, puesto que hay consenso al respecto. En particular los rangos de factor de potencia admitidos serán los siguientes:

PUBLICA

Periodo horario	Puntos de suministro conectados en tensión \geq 220 kV con potencia contratada $>$ 5 MW en algún periodo	Resto de puntos de suministro a los que les es de aplicación el término por energía reactiva
Periodo 1	0,95 cap. $<$ $\cos \varphi >$ 0,95 ind	0,95 cap $<$ $\cos \varphi >$ 0,90 ind
Periodos 2, 3, 4 y 5	0,98 cap $<$ $\cos \varphi >$ 0,95 ind	0,95 cap $<$ $\cos \varphi >$ 0,90 ind
Periodo 6	$\cos \varphi <$ 1 ind	0,98 cap $<$ $\cos \varphi <$ 1 ind

2º Determinación del factor de potencia

El factor de potencia (o $\cos \varphi$) registrado en un periodo viene definido por la relación existente entre la energía activa (Ea_p) y la energía reactiva (Er_p) registradas en ese periodo y se calcula conforme a la siguiente fórmula:

$$\cos \varphi_{r,p} = \frac{Ea_p}{\sqrt{Ea_p^2 + Er_p^2}}$$

Donde,

$\cos \varphi_{r,p}$: factor de potencia registrado en el periodo horario p , con dos cifras decimales, cuyo redondeo se hará por defecto o por exceso, según que la tercera cifra decimal despreciada sea o no menor que 5.

Ea_p : energía activa registrada por el contador, expresada en kWh.

Er_p : energía reactiva registrada por el contador, expresada en kVArh.

La energía reactiva será el saldo neto obtenido como diferencia entre las energías reactivas de los cuadrantes QR1 y QR4 registrados durante el periodo de facturación. Si la diferencia es positiva, el factor de potencia es inductivo. Si la diferencia es negativa, el factor de potencia es capacitivo.

PUBLICA

3º Facturación por el término de energía reactiva

La facturación por energía reactiva será de aplicación al exceso de energía reactiva sobre la energía consumida de cada periodo, siempre que el factor de potencia se encuentre fuera de los umbrales establecidos para cada periodo, conforme a la siguiente fórmula:

$$FER = \sum_{p=1}^{p=6} Ter_p \times (|Er_p| - Erl_p)$$

Donde:

FER: Facturación por energía reactiva, expresada en €.

Ter_p: Término de de energía reactiva, expresado en €/kVArh.

Er_p: Energía reactiva registrada en el período horario *p*, expresada en kVArh.

Nótese que, a efectos de la facturación, en la fórmula se toma la energía reactiva en valor absoluto.

Erl_p: Energía reactiva límite a partir de la cual se penaliza en el periodo horario *p*, expresada en kVArh.

El límite a partir del cual se penaliza la energía reactiva (*Erl_p*) recoge la relación entre la energía activa y la energía reactiva dado el factor de potencia admitido ($\cos \varphi_{a,p}$) en el periodo y resulta de despejar en la fórmula del factor de potencia la relación entre ambas:

$$\cos \varphi_{a,p} = \frac{Ea_p}{\sqrt{Ea_p^2 + Er_p^2}}$$

$$\cos \varphi_{a,p}^2 = \frac{Ea_p^2}{Ea_p^2 + Er_p^2}$$

$$\cos \varphi_{a,p}^2 \times (Ea_p^2 + Er_p^2) = Ea_p^2$$

$$\cos \varphi_{a,p}^2 \times Ea_p^2 + \cos \varphi_{a,p}^2 \times Er_p^2 = Ea_p^2$$

PUBLICA

$$\cos \varphi_{a,p}^2 \times Er_p^2 = Ea_p^2 - \cos \varphi_{a,p}^2 \times Ea_p^2$$

$$\cos \varphi_{a,p}^2 \times Er_p^2 = Ea_p^2 \times (1 - \cos \varphi_{a,p}^2)$$

$$\frac{Er_p^2}{Ea_p^2} = \frac{1 - \cos \varphi_{a,p}^2}{\cos \varphi_{a,p}^2}$$

$$\frac{Er_p}{Ea_p} = \sqrt{\frac{1 - \cos \varphi_{a,p}^2}{\cos \varphi_{a,p}^2}}$$

$$Er_p = Ea_p \times \left(\sqrt{\frac{1 - \cos \varphi_{a,p}^2}{\cos \varphi_{a,p}^2}} \right)$$

En consecuencia, la energía reactiva límite a partir de la cual se penaliza en el periodo horario p se determina conforme a la siguiente fórmula:

$$Erl_p = Ea_p \times \left(\sqrt{\frac{1 - \cos \varphi_{a,p}^2}{\cos \varphi_{a,p}^2}} \right)$$

Donde:

Ea_p : energía activa registrada en el periodo horario p , expresada en kWh.

$\cos \varphi_{a,p}$: rango de factor de potencia admitido para el periodo p , según se establece en el apartado a).

A efectos ilustrativos en el siguiente cuadro se muestran los límites a partir de los cuales se penaliza el exceso de energía reactiva:

PUBLICA

Cuadro 8. Correspondencia entre el factor de potencia y el límite a partir del cual se debe penalizar por la energía reactiva

cos φ	Límite de energía reactiva a partir del cual se penaliza
1,00	0,00%
0,99	14,25%
0,98	20,31%
0,97	25,06%
0,96	29,17%
0,95	32,87%
0,94	36,30%
0,93	39,52%
0,92	42,60%
0,91	45,56%
0,90	48,43%
0,89	51,23%
0,88	53,97%
0,87	56,67%
0,86	59,34%
0,85	61,97%
0,84	64,59%
0,83	67,20%
0,82	69,80%
0,81	72,40%
0,80	75,00%

Fuente: CNMC

4^o Los términos de facturación por energía reactiva.

Teniendo en cuenta la recomendación de ACER a las autoridades reguladoras de que a la hora de fijar los precios de los términos de energía reactiva tengan en cuenta los valores más comúnmente empleados en el entorno europeo, se proponen los siguientes términos de energía:

PUBLICA

Cuadro 9. Términos de facturación por la energía reactiva

Periodo horario	Factor de potencia fuera de rango	Puntos de suministro conectados en tensión ≥ 220 kV con potencia contratada > 5 MW en algún periodo	Resto de puntos de suministro a los que les es de aplicación el término por energía reactiva
Periodos 1 a 6	$0,80 \text{ cap} \leq \cos \varphi \leq 0,80 \text{ ind}$	0,0080	0,0080
Periodos 1 a 6	$0,80 \text{ cap} > \cos \varphi < 0,80 \text{ ind}$	0,0120	0,0120

Nota: El precio para los comportamientos muy inductivos o muy capacitivos ($0,80$ capacitivo $> \cos \varphi < 0,80$ inductivo) resulta de mantener la relación de precios existente entre los términos de energía reactiva vigentes (1,5).

Estos precios, además de encontrarse en el rango intermedio de los empleados por los países del entorno europeo, corresponderían a un coste medio en términos de energía activa de $2,64 \text{ €/MWh}^{21}$, en línea con el coste medio de control de gestión registrado en el mercado de los ejercicios 2022 y 2023.

Los precios de los términos de energía reactiva se mantendrán durante todo el periodo regulatorio.

No obstante, la Comisión Nacional de los Mercados y Competencia podrá modificar la penalización mediante resolución, si el análisis de la información disponible o el cambio del comportamiento de los consumidores, lo hiciera aconsejable.

⁵⁰ Información a los consumidores de los nuevos valores para los rangos de factor de potencia.

²¹ A efectos de la conversión se ha considerado un factor de potencia de $0,95$.

Con objeto de adelantar la señal de precio a los consumidores, antes de la plena aplicación de los nuevos rangos de factor de potencia, se propone informar a los consumidores en las facturas correspondientes sobre cuál hubiera sido la facturación del término de energía reactiva que resultaría de aplicar los factores de potencia y los precios establecidos en la Circular 3/2020.

La obligación de informar a los consumidores, en las correspondientes facturas, será de aplicación a los seis meses siguientes a la aprobación de la Resolución por la que se actualicen los formatos de intercambio de información con objeto de incorporar la información necesaria para el cumplimiento de dicha obligación.

La obligación de informar a los consumidores se finalizará con la efectiva aplicación de las nuevas condiciones de facturación establecidas, que en ningún caso serán de aplicación con anterioridad al 1 de enero de 2026.

A estos efectos, se incluye un nuevo Anexo en el que se recoge el modelo de comunicación que comercializadoras o distribuidoras, según proceda, deberán remitir a los consumidores. Sin perjuicio de que las empresas comercializadoras y distribuidoras utilicen todos los medios que consideren oportunos para asegurarse de que los consumidores conozcan el alcance de la modificación.

A efectos ilustrativos en el Cuadro 10 y en el Cuadro 11 se muestran ejemplos de facturación por energía reactiva para dos consumidores, uno conectado en la red de transporte con potencia contratada superior a 5 MW y el otro conectado en la red de distribución, supuestos los nuevos rangos de factor de potencia y los precios de los términos de energía reactiva propuestos.

PUBLICA

Cuadro 10. Ejemplo de facturación por energía reactiva de un consumidor conectado en la red de transporte con potencia contratada superior a 5 MW

Rangos de factor de potencia admitidos

Periodo horario	Puntos de suministro conectados en tensión \geq a 220 kV con potencia contratada > 5 MW en algún periodo
Periodo 1	0,95 cap. < $\cos \varphi$ > 0,95 ind
Periodos 2, 3, 4 y 5	0,98 cap < $\cos \varphi$ > 0,95 ind
Periodo 6	$\cos \varphi \leq 1$ ind

Termino por energía reactiva

Factor de potencia fuera de rango	€/kVArh
0,80 cap $\leq \cos \varphi \geq$ 0,80 ind	0,00800
0,80 cap > $\cos \varphi <$ 0,80 ind	0,01200

Facturación por energía reactiva

Periodo horario	Energía activa (kWh) (A)	Energía reactiva (1) (kVArh) (B)	$\cos \varphi$	Energía reactiva sobre energía activa (C) = ABS[(B) / (A)]	Limite a partir del cual se penaliza (2) (D)	Exceso sobre la energía activa (F) = ABS[(B)] - (A) * (D)	Término de energía reactiva (€/kVArh) (G)	Facturación por energía reactiva (€) (H) = (F) * (G)
Periodo 1	84.496	32.488	0,933	38,4%	32,9%	4.716	0,00800	37,72
Periodo 2	91.410	- 26.622	0,960	29,1%	20,3%	8.060	0,00800	64,48
Periodo 3	-	-	-	0,0%	32,9%	-	-	-
Periodo 4	-	-	-	0,0%	32,9%	-	-	-
Periodo 5	-	-	-	0,0%	32,9%	-	-	-
Periodo 6 (3)	127.092	- 31.223	0,971	100,0%	0,0%	31.223	0,00800	249,78

Total facturación	351,99
--------------------------	---------------

Notas:

- (1) La energía reactiva con signo positivo es inductiva y con signo negativo es capacitiva.
- (2) El límite a partir del cual se penaliza depende del periodo horario y de si la energía reactiva es inductiva o capacitiva.
- (3) En el periodo 6 se penaliza por la totalidad de la energía inyectada (capacitiva) en la red.

Fuente: CNMC

PUBLICA

Cuadro 11. Ejemplo de facturación por energía reactiva de un consumidor conectado en la red de distribución

Rangos de factor de potencia admitidos

Periodo horario	Puntos de suministro conectados en red de distribución
Periodo 1	0,95 cap. < $\cos \varphi$ > 0,90 ind
Periodos 2, 3, 4 y 5	0,95 cap < $\cos \varphi$ > 0,90 ind
Periodo 6	$\cos \varphi$ > 0,98 cap

Término por energía reactiva

Factor de potencia fuera de rango	€/kVArh
0,80 cap $\leq \cos \varphi \geq$ 0,80 ind	0,00800
0,80 cap > $\cos \varphi$ < 0,80 ind	0,01200

Facturación por energía reactiva

Periodo horario	Energía activa (kWh) (A)	Energía reactiva (1) (kVArh) (B)	$\cos \varphi$	Energía reactiva sobre energía activa (C) = ABS[(B) / (A)]	Límite a partir del cual se penaliza (2) (D)	Exceso sobre la energía activa (F) = ABS[(B)] - (A) * (D)	Término de energía reactiva (€/kVArh) (G)	Facturación por energía reactiva (€) (H) = (F) * (G)
Periodo 1	27.432	- 8.122	0,959	29,6%	32,9%	-	0,00800	-
Periodo 2	22.347	12.828	0,867	57,4%	48,4%	2.005	0,00800	16,04
Periodo 3	-	-	-	0,0%	0,0%	-	-	-
Periodo 4	-	-	-	0,0%	0,0%	-	-	-
Periodo 5	-	-	-	0,0%	0,0%	-	-	-
Periodo 6	56.435	- 18.059	0,952	32,0%	20,3%	6.599	0,00800	52,80
Total facturación								68,83

Notas:

- (1) La energía reactiva con signo positivo es inductiva y con signo negativo es capacitiva.
- (2) El límite a partir del cual se penaliza depende del periodo horario y de si la energía reactiva es inductiva o capacitiva.

Fuente: CNMC

PUBLICA

5.2. Asignación del impacto sobre la retribución del transporte y la distribución de la ejecución del procedimiento de lesividad

La Circular 3/2020 establece en el artículo 5 que en la determinación de los peajes de transporte y distribución se tendrán en cuenta las revisiones anuales de la retribución de la actividad de transporte y distribución correspondientes a ejercicios anteriores y las diferencias entre los ingresos inicialmente previstos y los ingresos reales que resulten de la aplicación de los peajes de transporte y distribución de ejercicios anteriores. En particular, en los Anexos I y II se detalla que se deben incluir las revisiones de la retribución de las actividades de transporte y distribución correspondientes a ejercicios anteriores no contempladas en la determinación de peajes de transporte y de distribución de los ejercicios correspondientes y las diferencia entre los ingresos previstos por peajes de transporte en año n-2 y los ingresos por peajes de transporte reales considerados en la Liquidación definitiva del ejercicio n-2.

Respecto de los **desvíos en la retribución**, la ejecución de las sentencias de la lesividad ha tenido como consecuencia inmediata la actualización de la retribución de los ejercicios 2016 a 2019, lo que da lugar a diferencias respecto de la retribución del transporte y la distribución liquidadas, con impacto en las liquidaciones definitivas de los ejercicios posteriores a su liquidación. Asimismo, una vez se dispone de la base de retribución actualizada, procede establecer la retribución de las actividades del transporte y la distribución de los ejercicios 2020 a 2023, lo que también dará lugar a también a desvíos en la retribución de dichos ejercicios.

Estos desvíos no se corresponden con los previstos en la Circular 3/2020, dado que la retribución liquidada en cada ejercicio no se corresponde con la retribución que se tuvo en cuenta para la determinación de los peajes, según la información que acompañó a las correspondientes órdenes por las que se establecieron los peajes de los ejercicios 2016 a 2019. Por otra parte, los desvíos de retribución correspondientes a los ejercicios 2020 y 2021, obedecen a que en tanto no se resolvía la lesividad se liquidada provisionalmente la retribución establecida para el ejercicio 2016, por lo que tampoco es un desvío en sentido estricto. Por el contrario, la retribución implícita en las resoluciones de peajes de los ejercicios 2022 y 2023 si se determinaron conforme a la metodología de las Circulares 5/2019 y 6/2019, por lo que los desvíos de estos ejercicios sí se corresponderían con los contemplados en el artículo 5 de la Circular.

PUBLICA

Respecto de los **desvíos en ingresos**, cabe señalar que con anterioridad al 1 de junio de 2021 no existe la diferenciación de peajes y cargos, por lo que no es posible determinar qué parte de los desvíos que se han producido en las liquidaciones definitivas de ejercicios anteriores se corresponde a cada concepto.

Finalmente, respecto de los **desvíos de las liquidaciones** es relevante señalar los siguientes aspectos. Primero, la periodicidad de las liquidaciones hace que los desvíos correspondientes a un año se imputen en la determinación de los peajes de dos ejercicios posteriores. Segundo, no existe una separación en las liquidaciones entre ingresos y costes asociados a peajes y a cargos para ejercicios anteriores a 2021. Tercero, los superávits que se han producido en las liquidaciones definitivas desde el ejercicio 2016, se han ido incorporando en las liquidaciones posteriores.

Teniendo en cuenta lo anterior, la acumulación de desvíos de ejercicios anteriores y el impacto de estos sobre la evolución de los peajes, se propone laminar los desvíos, con objeto de minimizar la variabilidad de los peajes de ejercicios posteriores.

5.2.1. Desvíos registrados en la retribución

Como se ha indicado, la ejecución de las sentencias de la lesividad tiene como consecuencia inmediata la actualización de la retribución de los ejercicios 2016 a 2023, lo que da lugar a la aparición de diferencias en la retribución del transporte y la distribución, que no se corresponden con los desvíos en términos de la Circular 3/2020.

En el Cuadro 12 se compara la retribución de las actividades del transporte y la distribución que se ha liquidado provisionalmente a las empresas en las liquidaciones definitivas de los ejercicios correspondientes con las publicadas tras la ejecución de las sentencias que estiman parcialmente los recursos contencioso-administrativos interpuestos previa declaración de lesividad, para los ejercicios 2016 a 2019, las que resultarían de aplicar las Circulares 5/2019 y

PUBLICA

6/2019 para los ejercicios 2020²², 2021, 2022 y 2023²³. Se observa que, para el periodo comprendido entre 2016 y 2023, se registra una diferencia entre la retribución liquidada y la aprobada de -496,5 M€ en la actividad del transporte y +341,4 M€ en la actividad de la distribución, si bien el grueso del desvío se registra en el periodo comprendido entre 2016 y 2021, con un desvío de -479,5 M€ en la retribución del transporte y de +288,2 M€ en la retribución de la distribución.

²² A la fecha de elaboración de la Memoria ha sido aprobada la Resolución de 27 de julio de 2023, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la retribución de las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica para el año 2020 (https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2023-18103) y está en trámite de audiencia la propuesta de Resolución por la que se establece la retribución de la distribución para el ejercicio 2020.

²³ En la retribución de la distribución se ha tenido en cuenta la Sentencia núm 1182/2023 del Tribunal supremo, en el que se estima parte del recurso contencioso administrativo número 699/2022, interpuesto por I-DE REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES S.A (I-DE), contra la Orden TED/490/2022, de 31 de mayo.

PUBLICA

Cuadro 12. Retribución liquidada y retribución reconocida tras la ejecución de las sentencias de lesividad sobre la retribución de las actividades del transporte y la distribución en el periodo 2016-2019 y retribución resultante de aplicar las Circulares 5/2019 y 6/2019 para el periodo 2020-2023

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Retribución registrada en la liquidación definitiva del ejercicio (miles €) (A) (1)	6.884.166	6.890.639	6.890.639	6.890.810	6.940.866	6.871.296	6.757.196	6.881.601
Transporte	1.709.997	1.709.998	1.709.998	1.709.998	1.709.998	1.709.998	1.501.609	1.492.937
Distribución	5.174.169	5.180.641	5.180.641	5.180.813	5.230.869	5.161.298	5.255.587	5.388.663
Retribución aprobada tras ejecución STS lesividad (2) (miles €) (B)	6.884.549	6.891.233	6.945.941	6.938.196	6.778.935	6.738.291	6.777.150	6.897.826
Transporte	1.690.124	1.678.084	1.694.693	1.672.118	1.550.050	1.495.401	1.491.632	1.485.907
Distribución	5.194.425	5.213.149	5.251.248	5.266.078	5.228.885	5.242.890	5.285.518	5.411.919
Diferencia (miles €) (B) - (A)	383	594	55.302	47.386	- 161.931	- 133.004	19.954	16.225
Transporte	- 19.873	- 31.913	- 15.305	- 37.880	- 159.948	- 214.597	- 9.977	- 7.030
Distribución	20.256	32.508	70.607	85.266	- 1.983	81.592	29.931	23.255
Diferencia (miles €) por periodo regulatorio				103.666		- 294.936		36.179
Transporte				- 104.971		- 374.545		- 17.007
Distribución				208.636		79.609		53.187
Diferencia total (miles €)								- 155.091
Transporte								- 496.523
Distribución								341.432

- (1) La retribución de los ejercicios 2022 y 2023 se corresponde con la implícita en la correspondiente resolución de peajes.
- (2) La retribución de los ejercicios 2020 a 2023 es el resultado de aplicar las Circulares 5/2019 y 6/2019.

Fuentes: CNMC, Liquidaciones definitivas del sector eléctrico de los ejercicios 2016 a 2021, Orden TED/865/2020, Orden TED/203/2021, Orden TED/490/2022, Orden TED/749/2022, Orden TED/1311/2022, Orden TED/1343/2022, Resolución de la Secretaría de Estado de Energía de 28 de abril de 2023, Resoluciones de la CNMC por las que se establecen los peajes de transporte y distribución de los ejercicios 2021, 2022 y 2023, Resolución de 27 de julio de 2023, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la retribución de las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica para el año 2020 y Propuesta de resolución por las que se establece la retribución de la distribución para el ejercicio 2020.

Respecto a los posibles desvíos de los ejercicios 2022 y 2023, como se ha comentado, si bien provisionalmente se está liquidando la retribución establecida

PUBLICA

para el año 2020²⁴ en el caso del transporte y la retribución establecida para el año 2016 y la retribución establecida para el año 2019, respectivamente, en el caso de la distribución, los peajes se han fijado incorporando la mejor previsión de la retribución del transporte y la distribución que resultarían de aplicar las Circulares 5/2019 y 6/2019, por lo que sí se corresponderían con desvíos en términos de la Circular 3/2020.

No obstante, conforme al artículo 5.2 y el punto 1 del Anexo I de la Circular 3/2020, en la determinación de los peajes de transporte y distribución de un ejercicio se tendrán en cuenta las revisiones de la retribución de las actividades de transporte y distribución correspondientes a ejercicios anteriores no contempladas en la determinación de peajes de transporte de los ejercicios correspondientes.

Al respecto cabe señalar que, la retribución liquidada en los ejercicios 2016, 2017, 2018 y 2019 no se corresponde con la retribución inicialmente prevista para el ejercicio según la información de las memorias que acompañaron a las órdenes por las que se establecían los peajes de acceso de los ejercicios correspondientes. Es decir, en la Memoria que acompañó a las órdenes por la que se establecen los correspondientes peajes de los ejercicios 2016 a 2019 se incluía la mejor previsión de la retribución del transporte y la distribución para el ejercicio, con objeto de asegurar la suficiencia de los ingresos para cubrir las retribuciones reconocidas, si bien en la correspondiente disposición se establecía que en tanto no se aprobara la retribución del ejercicio se liquidaría provisionalmente los importes establecidos en las Ordenes IET/980/2016 e IET/981/2016.

En caso de considerar la retribución prevista para el ejercicio en la determinación de los peajes de acceso de los ejercicios 2016, 2017, 2018 y 2019 en lugar de los importes realmente liquidados, los desvíos de las actividades del transporte y la distribución de los periodos 2016-2019 ascendería a -210 M€ y -243 M€, respectivamente, importes que difieren sensiblemente de los que resultan de considerar los importes liquidados (véase Cuadro 13).

²⁴ Conforme al resuelve primero de la Resolución de 19 de enero de 2023, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece provisionalmente la retribución de las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica para el ejercicio 2023.

PUBLICA

Cuadro 13. Diferencia entre la retribución de las actividades del transporte y la distribución considerada en la determinación de los peajes de acceso de los ejercicios 2016-2021 y la que resulta de la ejecución de las sentencias de lesividad en el periodo 2016-2021

	MITERD				CNMC	
	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Retribución considerada en la determinación de los peajes del ejercicio (miles €) (A)	6.844.928	6.892.866	7.218.424	7.156.653	6.890.810	6.937.964
Transporte	1.764.429	1.735.090	1.743.230	1.702.153	1.709.998	1.709.998
Distribución	5.080.499	5.157.776	5.475.194	5.454.500	5.180.813	5.227.966
Retribución tras lesividad (miles €) (B)	6.884.549	6.891.233	6.945.941	6.938.196	6.778.935	6.738.291
Transporte	1.690.124	1.678.084	1.694.693	1.672.118	1.550.050	1.495.401
Distribución	5.194.425	5.213.149	5.251.248	5.266.078	5.228.885	5.242.890
Diferencia (miles €) (B) - (A)	39.622	- 1.633	- 272.483	- 218.457	- 111.875	- 199.673
Transporte	- 74.304	- 57.006	- 48.537	- 30.035	- 159.948	- 214.597
Distribución	113.926	55.373	- 223.946	- 188.422	48.073	14.924
Diferencia (miles €) por periodo regulatorio				- 452.951		- 311.548
Transporte				- 209.882		- 374.545
Distribución				- 243.069		62.997

Fuente: Memorias que acompañan a las órdenes por las que se establecen los peajes de acceso de los ejercicios 2016 a 2023, Orden TED/865/2020, Orden TED/203/2021, Orden TED/490/2022, Orden TED/749/2022, Orden TED/1311/2022, Orden TED/1343/2022, Resolución de la Secretaría de Estado de Energía de 28 de abril de 2023, Resoluciones de la CNMC por las que se establecen los peajes de transporte y distribución de los ejercicios 2021, 2022 y 2023, Resolución de 27 de julio de 2023, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la retribución de las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica para el año 2020 y Propuesta de resolución por las que se establece la retribución de la distribución para el ejercicio 2020.

En caso de que, a efectos de determinar los peajes, se considerara el desvío entre la retribución inicialmente incluida en los peajes y la retribución liquidada (conforme al artículo 5 de la Circular 3/2020), habría que establecer bajo qué concepto se incluye la diferencia entre este desvío (Cuadro 13) y el desvío que resulta de la diferencia entre las retribuciones liquidadas y las retribuciones finalmente reconocidas (Cuadro 12), aspecto no contemplado en la Circular 3/2020.

En cuanto a la diferencias entre las retribuciones liquidadas y las que resulten para los ejercicios 2020 y 2021, cabe señalar que la CNMC, tras asumir la función retributiva mediante el RD-ley 1/2019, mantuvo el criterio anterior, de

PUBLICA

modo que estableció provisionalmente la retribución de 2016 para 2020²⁵ y para 2021²⁶, por lo que tampoco se puede hablar de desvío en sentido estricto.

Teniendo en cuenta lo anterior, por simplicidad, se considera más adecuado contemplar los desvíos respecto de la retribución liquidada, si bien habrá de tenerse en cuenta que esta se ha ido actualizando a lo largo de los distintos años.

Al respecto, cabe señalar, por una parte, que desde la aprobación de la Orden IET/980/2016, se han dictado diversas sentencias y se han publicado diversas órdenes que han modificado la retribución de las empresas distribuidoras del ejercicio 2016 y por tanto también la retribución provisionalmente liquidada durante los ejercicios 2017 a 2023, que han sido incorporadas en las liquidaciones provisionales de ejercicios posteriores. Y, por otra parte, que conforme al punto séptimo de la Orden TED/749/2022 los desvíos que resulten para las retribuciones de los ejercicios 2017 a 2019 más el incentivo de pérdidas de 2016 se laminan en cuatro años para aquellos agentes para los que resultan obligaciones de pago.

En relación con lo anterior, se indica que, a la fecha de elaboración de esta Memoria, se han imputado los desvíos del transporte de los ejercicios 2016 a 2020, y se ha liquidado provisionalmente para los ejercicios 2021, 2022 y 2023 la retribución del transporte correspondiente al ejercicio 2020, por lo que quedaría pendiente de imputar la diferencia entre la retribución que en su caso se apruebe para los ejercicios 2021, 2022 y 2023 y la retribución de 2020 (véase Cuadro 14).

²⁵ https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2020-3274 (transporte) y https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2020-3273 (distribución).

²⁶ https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2021-1720 (transporte) y https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2021-1719 (distribución).

Cuadro 14. Desvíos de la retribución del transporte registrados en peajes, desvíos de retribución ya imputados hasta la liquidación 8/2023 y desvíos de retribución del transporte pendientes de imputar. Periodo 2016-2022

Transporte	Desvíos registrados en peajes (1)	Liquidación definitiva 2022	Liquidación 8/2023	Desvíos pendientes de imputación
Ejercicio 2016	- 19.873.404	- 19.873.404		-
Ejercicio 2017	- 31.913.396	- 31.913.396		-
Ejercicio 2018	- 15.304.846	- 15.304.846		-
Ejercicio 2019	- 37.879.983	- 37.879.983		-
Ejercicio 2020	- 159.948.235	- 37.879.983	- 122.068.252	-
Ejercicio 2021	- 214.596.596	- 37.879.983	- 122.068.252	- 54.648.361
Ejercicio 2022	- 9.977.103	48.440.681		- 58.417.784
Total	- 489.493.563	- 132.290.914	- 244.136.504	- 113.066.145

(1) Para el periodo 2016-2020 el desvío se corresponde con la diferencia entre la retribución liquidada en el ejercicio y la retribución reconocida, para los ejercicios 2021 y 2022 el desvío se corresponde con la diferencia entre la retribución considerada en la determinación de los peajes de cada ejercicio y la retribución estimada conforme a la Circular 5/2019 para ese ejercicio.

Fuentes: CNMC, Liquidaciones definitivas del sector eléctrico de los ejercicios 2016 a 2021, Orden TED/1311/2022, Orden TED/1343/2022, Resoluciones de la CNMC por las que se establecen los peajes de transporte y distribución de los ejercicios 2021, 2022 y 2023 y Resolución de 27 de julio por la que se establece la retribución del transporte del ejercicio 2020.

En lo que respecta a la retribución de la distribución, se habría imputado en su totalidad el desvío de la retribución del ejercicio 2016, excluido el incentivo de pérdidas, así como los desvíos de retribución de los ejercicios 2017 a 2019 para los agentes para los que resultan obligaciones de cobro y quedarían pendientes de imputar la parte de los desvíos correspondientes a los ejercicios 2017-2019 y del incentivo de pérdidas que se han laminado en cuatro ejercicios para los agentes para los que resultan obligaciones de pago, la actualización de la retribución que resulte para los ejercicios 2016 a 2019 como consecuencia de la Sentencia del Tribunal Supremo, de 26 de septiembre de 2023, en el que se estima parte del recurso contencioso administrativo número 699/2022, interpuesto por I-DE, contra la Orden TED/490/2022, de 31 de mayo (en adelante, STS recurso I-DE), así como la diferencia entre la retribución liquidada provisionalmente para los ejercicios 2020, 2021, 2022 y 2023 y la que finalmente se reconozca.

De la misma manera que lo señalado para el transporte, el impacto de la actualización de la retribución de los ejercicios 2016 a 2023 sobre los peajes de

PUBLICA

ejercicios futuros dependerá del momento en que se vayan estableciendo las sucesivas retribuciones.

Cuadro 15. Desvíos de la retribución de la distribución registrados en peajes, desvíos de retribución ya imputados hasta la liquidación 8/2023 y desvíos de retribución pendientes de imputar. Periodo 2016-2022

Distribución	Desvíos registrados en peajes (1)	Desvíos de retribución imputados hasta la Liquidación definitiva 2022 (2)	Desvíos pendientes con impacto en liquidación definitiva 2023	Desvíos pendientes con impacto en liquidación definitiva 2024	Desvíos pendientes con impacto en liquidación definitiva 2025
Ejercicio 2016	20.256	- 22.727	70.857	- 13.937	- 13.937
Ejercicio 2017	32.508	45.943	18.331	- 15.883	- 15.883
Ejercicio 2018	70.607	72.501	22.178	- 12.036	- 12.036
Ejercicio 2019	85.266	85.907	22.595	- 11.618	- 11.618
Ejercicio 2020	- 1.983	- 69.571	67.588		
Ejercicio 2021	81.592	- 0	81.592		
Ejercicio 2022	29.931	- 43.708	73.640		
Total	318.177	68.345	356.780	- 53.474	- 53.474

(1) Para el periodo 2016-2020 el desvío se corresponde con la diferencia entre la retribución liquidada en el ejercicio y la retribución reconocida. Para los ejercicios 2021 y 2022 el desvío se corresponde con la diferencia entre la retribución considerada en la determinación de los peajes de cada ejercicio y la retribución finalmente aprobada para ese ejercicio.

(2) Incorpora la totalidad de los desvíos que se han ido registrando en las sucesivas liquidaciones tanto del ejercicio 2022 como de ejercicios anteriores.

Fuentes: CNMC, Liquidaciones definitivas del sector eléctrico de los ejercicios 2016 a 2021, Orden TED/865/2020, Orden TED/203/2021, Orden TED/490/2022, Orden TED/749/2022, Resolución de la Secretaría de Estado de Energía de 28 de abril de 2023, Resoluciones de la CNMC por las que se establecen los peajes distribución de los ejercicios 2021, 2022 y 2023 y Propuesta de resolución por la que se establece la retribución de la distribución para el ejercicio 2020.

5.2.2. Desvíos de ingresos de peajes

Por otra parte, según se establece en el mismo artículo 5, en su apartado 3.b), en la determinación de los peajes de acceso y distribución se incluyen también “Las diferencias entre los ingresos inicialmente previstos y los ingresos reales que resulten de la aplicación de los peajes de transporte y distribución de ejercicios anteriores”.

En relación con lo anterior, se indica que no es posible determinar la diferencia entre los ingresos inicialmente previstos para la cobertura de las retribuciones de las actividades del transporte y la distribución y los realmente registrados para el

PUBLICA

periodo comprendido entre el 1 de enero de 2016 y el 31 de mayo de 2021, dado que en ese periodo no existía la diferenciación de peajes y cargos.

En consecuencia, únicamente se pueden considerar a efectos de la Circular 3/2020 los desvíos de ingresos a partir del 1 de junio de 2021.

5.2.3. Desvíos registrados en las liquidaciones

Los desvíos registrados en las liquidaciones anteriores a 2022 obedecen a diferencias de retribución e ingresos del propio ejercicio y de ejercicios anteriores sin que sea posible diferenciar totalmente aquellos desvíos asociados a las actividades de transporte y distribución y los asociados a los cargos.

Por otra parte, cabe señalar que las liquidaciones definitivas de los ejercicios 2016, 2017 y 2018 registraron un superávit de ingresos de 421,5 M€, 150,5 M€ y 96,0 M€, respectivamente, y que ese superávit de ingresos se ha aplicado en las liquidaciones de los ejercicios 2019 y 2020, conforme a lo establecido en la Disposición adicional tercera del Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica, y la Orden TED/952/2020, de 5 de octubre, por la que se aplica el superávit del sistema eléctrico para cubrir los desajustes temporales y las desviaciones transitorias entre ingresos y costes de los ejercicios 2019 y 2020.

Asimismo, en la liquidación definitiva del ejercicio 2020 se registró un superávit de ingresos de 115,7 M€, que fue incorporado en las liquidaciones del ejercicio 2021, conforme a la disposición adicional segunda del Real Decreto-ley 12/2021, de 24 de junio, por el que se adoptan medidas urgentes en el ámbito de la fiscalidad energética y en materia de generación de energía, y sobre gestión del canon de regulación y de la tarifa de utilización del agua²⁷.

Respecto del resultado de la liquidación definitiva del ejercicio 2021, se indica que en la resolución de peajes correspondiente al ejercicio 2023 se tuvo en cuenta a efectos de la determinación de los peajes la parte del superávit en lo que corresponde a los peajes de redes²⁸ para el periodo comprendido entre el 1

²⁷ Disponible en <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2021-10584>.

²⁸ Para mayor información véase epígrafe 5.3 de la Memoria que acompaña a la Resolución de 15 de diciembre de 2022, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen los valores de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución

de mayo y el 31 de diciembre de 2021, lo que implica que toda diferencia entre ingresos y costes anteriores a la entrada en vigor de peajes y cargos forma parte del desvío asociado a los cargos, con la excepción de aquellos conceptos directamente imputables a los peajes, tales como los desvíos de facturación por excesos de potencia, energía reactiva e ingresos en las interconexiones²⁹. Tal simplificación está motivada por la dificultad de desagregar entre peajes y cargos los ingresos del propio ejercicio 2021 y los ingresos y costes de ejercicios anteriores (véase Cuadro 16).

Al respecto cabe señalar que, el superávit de ingresos de la liquidación definitiva del ejercicio 2021 se incorporó en las liquidaciones provisionales del sector eléctrico del ejercicio 2022, conforme a la disposición adicional segunda del Real Decreto-ley 17/2022, de 20 de septiembre³⁰. Y que el superávit que en su caso se registre en la Liquidación definitiva del ejercicio 2022 será incorporado en las liquidaciones del ejercicio 2023, conforme al artículo 186 del Real Decreto-ley 5/2023, de 28 de junio³¹.

de electricidad de aplicación a partir del 1 de enero de 2023 (disponible en <https://www.cnmc.es/sites/default/files/4475682.pdf>).

- ²⁹ Esto es, no se generan desvíos ni de retribución ni de ingresos en las actividades del transporte y distribución en el periodo comprendido entre el 1 de enero y el 30 de abril de 2021.
- ³⁰ Real Decreto-ley 17/2022, de 20 de septiembre, por el que se adoptan medidas urgentes en el ámbito de la energía, en la aplicación del régimen retributivo a las instalaciones de cogeneración y se reduce temporalmente el tipo del Impuesto sobre el Valor Añadido aplicable a las entregas, importaciones y adquisiciones intracomunitarias de determinados combustibles (disponible en <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2021-14974>)
- ³¹ Real Decreto-ley 5/2023, de 28 de junio, por el que se adoptan y prorrogan determinadas medidas de respuesta a las consecuencias económicas y sociales de la Guerra de Ucrania, de apoyo a la reconstrucción de la isla de La Palma y a otras situaciones de vulnerabilidad; de transposición de Directivas de la Unión Europea en materia de modificaciones estructurales de sociedades mercantiles y conciliación de la vida familiar y la vida profesional de los progenitores y los cuidadores; y de ejecución y cumplimiento del Derecho de la Unión Europea (disponible en <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2023-15135>)

PUBLICA

Cuadro 16. Desvíos de ingresos y costes de peajes de transporte y distribución y cargos de la Liquidación definitiva del ejercicio 2021

	Previsión inicial 2021 (Resolución 18 de marzo 2021) (A)			Liquidación definitiva 2021 (B)			Diferencia (B) - (A)		
	Transporte	Distribución	Total	Transporte	Distribución	Total	Transporte	Distribución	Total
Retribución T&D (miles €) (A)	1.002.574	3.065.164	4.067.738	1.002.574	3.026.076	4.028.650	-	- 39.088	- 39.088
Ingresos (miles €) (B)	1.035.303	3.065.159	4.100.462	1.079.255	3.307.396	4.386.651	43.952	242.237	286.189
Peajes de redes	956.204	3.065.159	4.021.363	939.623	2.982.976	3.922.599	- 16.581	- 82.183	- 98.764
Reactiva (1)	-	-	-	1.871	99.297	101.167	1.871	99.297	101.167
Excesos de Potencia (1)	-	-	-	6.728	225.123	231.851	6.728	225.123	231.851
Ingresos interconexiones (1)	79.099	-	79.099	131.034	-	131.034	51.934	-	51.934
Déficit (-) / superávit (+) de peajes (miles €) (C) = (B) - (A)	32.729	- 5	32.724	76.681	281.320	358.001	43.952	281.324	325.277
Desvío Liquidación definitiva 2021 (D)									772.419
Déficit (-) / superávit (+) de cargos (miles €) (E) = (D) - (C)									447.142

(1) Los desvíos de ingresos por facturación de energía reactiva, excesos de potencia e interconexiones se tienen en cuenta en su totalidad independientemente del periodo en que han sido generados.

Fuente: Memoria que acompaña a la Resolución de 15 de diciembre de 2022.

Adicionalmente, en la determinación de los peajes del ejercicio 2023 también se tuvo en cuenta, la laminación de los desvíos de las retribuciones de la actividad de distribución de los ejercicios 2017, 2018 y 2019 para los agentes para los que resultan obligaciones de pago, conforme al punto séptimo de la Orden TED/749/2022 (-53,5 M€), aspecto que ha sido incorporado en las Liquidaciones provisionales del ejercicio 2022.

En el Cuadro 17 se muestra la desagregación de los desvíos registrados en la liquidación definitiva de 2022 entre peajes de transporte, peajes de distribución y cargos registrados³². Se indica que, dado que los desvíos de la liquidación definitiva del ejercicio 2021 fueron tenidos en cuenta en la determinación de los peajes del ejercicio 2023, los desvíos que resulten de la liquidación definitiva del ejercicio 2022 se tendrán en cuenta en la determinación de los peajes del ejercicio 2024, deducido el desvío de la liquidación definitiva de 2021.

³² Para mayor información sobre la desagregación del resultado de la liquidación definitiva del ejercicio 2022 entre peajes de transporte, peajes de distribución y cargos véase el Informe sobre la Liquidación definitiva de 2022 del Sector Eléctrico, disponible en <https://www.cnmec.es/sites/default/files/5027281.pdf>.

Cuadro 17. Desvíos de ingresos y costes de peajes de transporte y distribución y cargos registrados en la Liquidación definitiva de 2022

	Previsión Inicial 2022 (Resolución 16 de diciembre 2021 y Orden TED/1484/2021) (A)				Liquidación definitiva 2022				Diferencia (B) - (A)			
	Peajes transporte	Peajes distribución	Cargos	Total	Peajes transporte	Peajes distribución	Cargos	Total	Peajes transporte	Peajes distribución	Cargos	Total
Retribución T&D (miles €) (A)	1.501.609	5.255.587	9.546.060	16.303.256	1.550.050	5.217.940	7.151.100	13.919.089	48.441	-37.647	-2.394.961	-2.384.167
Retribución Transporte	1.501.609			1.501.609	1.550.050			1.550.050	48.441	-	-	48.441
Retribución Distribución		5.255.587		5.255.587		5.211.879		5.211.879	-	-43.708	-	-43.708
Retribución RECORE peninsular			6.636.000	6.636.000			4.045.979	4.045.979	-	-	-2.590.021	-2.590.021
Retribución Sistemas No Peninsulares			488.070	488.070			835.464	835.464	-	-	347.394	347.394
Servicio de interrumpibilidad			7.852	7.852			9.506	9.506	-	-	1.654	1.654
Tasa CNMC			17.136	17.136			15.417	15.417	-	-	-1.719	-1.719
2ª parte del ciclo de combustible nuclear			114	114			103	103	-	-	-11	-11
Anualidades déficit actividades reguladas			2.396.888	2.396.888			2.409.708	2.409.708	-	-	12.819	12.819
Saldo de pagos por capacidad			-	-			6.019	6.019	-	-	6.019	6.019
Saldo retribución operador del sistema			-	-			-2.346	-2.346	-	-	-2.346	-2.346
Saldo retribución operador del mercado			-	-			302	302	-	-	302	302
Intereses			-	-			1.246	1.246	-	-	1.246	1.246
Diferencia de pérdidas			-	-			-169.044	-169.044	-	-	-169.044	-169.044
Corrección de medidas			-	-			-1.254	-1.254	-	-	-1.254	-1.254
Diferimiento pagos DT11			-	-		6.061		6.061		6.061	-	6.061
Ingresos (miles €) (B)	1.502.416	5.258.653	4.500.726	11.261.795	1.398.504	5.603.279	3.248.262	10.250.045	-103.912	344.627	-1.252.464	-1.011.750
Ingresos por peajes de transporte y distribución	1.502.416	5.258.653	-	6.761.069	1.398.102	5.601.418	-	6.999.520	-104.315	342.766	-	238.451
Facturación potencia y energía	1.414.067	5.258.653	-	6.672.720	1.372.559	5.123.858	-	6.496.416	-41.508	-134.795	-	-176.304
Facturación excesos de potencia					15.233	456.707		471.939	15.233	456.707		471.939
Facturación energía reactiva (1)					2.011	93.822		95.833	2.011	93.822		95.833
Descuento peajes electrointensivos (1)					-113.910	-72.968		-186.878	-113.910	-72.968		-186.878
Ingresos conexiones internacionales	88.349			88.349	122.209			122.209	33.860	-		33.860
Ingresos por cargos			4.488.930	4.488.930			3.182.092	3.182.092	-	-	-1.306.838	-1.306.838
Ingresos por fraude			2.307	2.307	402	1.861	3.128	5.391	402	1.861	821	3.084
Ingresos art. 17 RD 216/2014			9.489	9.489			63.042	63.042	-	-	53.553	53.553
Ingresos externos a peajes y cargos (miles €) (B)	-	-	5.197.687	5.197.687	162.716	190.297	8.178.682	8.531.694	162.716	190.297	2.980.995	3.334.007
Ingresos Ley Medidas Fiscales			3.400.000	3.400.000			3.720.948	3.720.948	-	-	320.948	320.948
Ingresos por CO2			1.100.000	1.100.000			2.027.916	2.027.916	-	-	927.916	927.916
Ley FNSSE (2º semestre)			213.600	213.600			-	-	-	-	-213.600	-213.600
Ley minoración CO2			484.087	484.087			-	-	-	-	-484.087	-484.087
Ingresos por art. 2 RDL 6/2022			-	-	137.147	87.853		225.000	137.147	87.853		225.000
Ingresos por art. 7 RDL 18/2022			-	-	25.569	102.444		187.400	25.569	102.444		187.400
Ingresos por art. 6 RDL 20/2022			-	-			2.000.000	2.000.000	-	-	2.000.000	2.000.000
Ingresos minoración retribución producción			-	-			370.430	370.430	-	-	370.430	370.430
Déficit (-) / superávit (+) del ejercicio (miles €) (C) = (B) - (A)	807	-	152.353	156.226	11.170	575.636	4.275.844	4.862.650	10.363	572.571	4.123.491	4.706.424
Otros costes (-) o ingresos (+) liquidables (miles €) (D)	-	-	-150.000	-150.000	241.587	407.927	677.993	1.327.507	241.587	407.927	827.993	1.477.507
Costes e ingresos de ejercicios anteriores			-150.000	-150.000	197.634	126.603	230.851	555.088	197.634	126.603	380.851	705.088
Superávit Liquidación definitiva 2021			-	-	43.952	281.324	447.142	772.419	43.952	281.324	447.142	772.419
Déficit (-) / superávit (+) de Liquidación definitiva 2022 (miles €) (E) = (C) + (D)	807	-	2.353	6.226	252.757	983.563	4.953.836	6.190.156	251.949	983.563	4.951.483	6.183.931

(1) En la determinación de los peajes no se consideran los ingresos por energía reactiva y excesos de potencia del propio ejercicio

Fuente: Liquidación definitiva de 2022

PUBLICA

De los análisis anteriores cabe diferenciar tres tipos de desvíos: los desvíos anteriores a 2021, los desvíos del ejercicio 2021 y los desvíos del ejercicio 2022.

En la determinación de los peajes del ejercicio 2023 se tuvo en cuenta el desvío de ingresos registrado en la liquidación definitiva del ejercicio 2021 por la parte correspondiente al periodo comprendido entre el 1 de junio de 2021 y el impacto de la laminación de la retribución de la distribución de los ejercicios 2017-2019. Por tanto, en la determinación de los peajes de 2024 se habrá de tener en cuenta los desvíos de retribución e ingresos del propio ejercicio 2022 y los desvíos de retribución e ingresos de ejercicios anteriores.

Por otra parte, en relación con los desvíos registrados para la actividad de transporte se indica que la parte del desvío de ingresos motivado por las rentas de congestión con Francia, serán destinados a la financiación de la interconexión entre España y Francia por el Golfo de Vizcaya, conforme al artículo 19 del Reglamento (UE) 943/2019 del Parlamento Europeo y del Consejo de 5 de junio de 2019 relativo al mercado interior de la electricidad³³ y el resuelve tercero apartado e) de la Resolución de 20 de abril de 2023, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, de modificación de los parámetros de la Resolución por la que se otorga el carácter singular de la interconexión eléctrica entre España y Francia por el Golfo de Vizcaya y se incluye en el régimen retributivo de inversiones singulares con características técnicas especiales³⁴. En consecuencia, de los desvíos de ingresos registrados en las conexiones internacionales no procedería imputar el procedente de las rentas de congestión con Francia, que se han estimado en 28,2 M€³⁵ (véase Cuadro 18).

³³ Disponible en <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=CELEX:32019R0943>

³⁴ Disponible en https://boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2023-10866

³⁵ Dado que en la previsión inicial no se desagregaron las rentas de congestión por país, se imputa todo el desvío de rentas de congestión a la interconexión por Francia.

PUBLICA

Cuadro 18. Desvíos de ingresos en las conexiones internacionales registrados en la Liquidación definitiva de 2022

Ingresos interconexiones (miles €)	Previsión inicial (A)	Liquidación definitiva (B)	Diferencia (B) - (A)
Ingresos peajes 6.5	5.725	12.955	7.229
Ingresos acuerdos ITC	1.545	-	- 1.545
Ingresos rentas de congestión Francia	81.079	107.276	28.176
Ingresos rentas de congestión con Portugal		1.979	
TOTAL	88.349	122.209	33.860

Fuente: CNMC

En consecuencia, en los peajes del ejercicio 2024 cabría tener en cuenta los desvíos del ejercicio 2022, excluido el desvío de las rentas de congestión, y el desvío de ejercicios anteriores.

Cuadro 19. Desvíos de registrados en la Liquidación definitiva de 2022 con impacto en la determinación de los peajes de transporte y distribución de 2024

	Transporte	Distribución
Desvío ejercicio 2022 (miles €)	- 17.813	572.571
Ingresos	30.627	534.923
Retribucion	48.441	- 37.647
Desvíos de ejercicios anteriores (miles €)	197.634	126.603
Ingresos	16.903	32.215
Retribucion	- 180.732	- 94.388
Total (miles €)	179.821	699.173
Ingresos	47.530	567.138
Retribucion	- 132.291	- 132.036

Fuente: CNMC

PUBLICA

5.2.4. Impacto de los desvíos de ejercicios anteriores en la determinación de los peajes

En el Cuadro 20 se muestra el impacto de la actualización de la retribución sobre los peajes de transporte y distribución de los ejercicios 2024, 2025 y 2026 bajo el supuesto de que la retribución de las actividades del transporte y la distribución de los ejercicios 2020, 2021, 2022 y 2023, así como la actualización de la retribución de la distribución de los ejercicios 2016 a 2019 derivada de la aplicación de la STS por el recurso I-DE³⁶, se aprobara con anterioridad a la Liquidación provisional 14 de 2023 (esto es, antes de abril de 2024), considerando las variables de facturación previstas para el ejercicio 2024³⁷. Esto implicaría imputar todos los desvíos de retribución en las liquidaciones del ejercicio 2023. El impacto de los desvíos incorporados en la liquidación definitiva de 2022 se tendría en cuenta en la determinación de los peajes del ejercicio 2024, mientras que los desvíos de la liquidación definitiva de 2023 se tendrían en cuenta en la determinación de los peajes del ejercicio 2025. En relación con lo anterior, se indica que los desvíos de ingresos de peajes de transporte y distribución del ejercicio 2023, se corresponden con los previstos para el cierre del ejercicio 2023³⁸. Los desvíos de ingresos del ejercicio 2024, que se imputaría en el ejercicio 2026 se corresponderían con la facturación de excesos de potencia.

Bajo estas hipótesis, los peajes de los consumidores se reducirían en el ejercicio 2024, para volver a aumentar en 2025, con la excepción de los peajes de los consumidores conectados en transporte, que se reducirían también en el ejercicio 2025. En el ejercicio 2025 los peajes de los consumidores conectados en la red de baja y media tensión experimentarían incrementos relevantes, mientras que en 2026³⁹ los aumentos más significativos afectarían a los peajes

³⁶ La STS establece que la Administración debe proceder a la nueva fijación de los valores en el plazo de un mes.

³⁷ La asignación se ha realizado manteniendo el número de horas de participación en la punta del 2023 (1.600 horas) con objeto de mostrar únicamente el efecto precio.

³⁸ Para más información véase la Memoria que acompaña a la propuesta de Resolución por la que se establecen los peajes de transporte y distribución para el ejercicio 2024, disponible en <https://www.cnmc.es/sites/default/files/5050863.pdf>.

³⁹ Únicamente a efectos ilustrativos, se ha evolucionado la retribución del transporte y la distribución al ejercicio 2026, aplicando las metodologías de las Circulares 5/2019 y 6/2019, considerando la misma tasa de retribución.

PUBLICA

de los consumidores conectados en la red alta tensión, por el peso que tiene en sus peajes la retribución del transporte, con incrementos particularmente significativos para los consumidores conectados en transporte.

Cuadro 20. Impacto de la actualización de la retribución del periodo 2016-2022 en la determinación de los peajes del periodo 2024-2026

	2023	2024	% variación respecto 2023	2025	% variación respecto 2024	2026	% variación respecto 2025
Retribución del transporte (miles €)	1.318.945	1.050.857	-20,3%	864.710	-17,7%	1.362.246	57,5%
Retribución del ejercicio	1.492.937	1.250.061	-16,3%	1.302.661	4,2%	1.394.605	7,1%
Ingresos ITC	- 130.040	- 19.382		- 19.382		- 19.382	
Desvíos de ejercicios anteriores	- 43.952	- 179.821	309,1%	- 418.568	132,8%	- 12.976	
Retribución	n.a.	- 132.291		- 364.233			
Retribución 2016-2019	n.a.	- 104.972					
Retribución 2020	n.a.	- 37.880		- 122.068			
Retribución 2021	n.a.	- 37.880		- 176.717			
Retribución 2022	n.a.	48.441		- 58.418			
Retribución 2023	n.a.			- 7.030			
Ingresos peajes	7.982	- 41.846		- 43.902		- 12.976	
Ingresos ITC	- 51.934	- 5.684		- 10.433			
Retribución de la distribución (miles €)	5.053.865	4.910.517	-2,8%	5.631.627	14,7%	5.539.874	-1,6%
Retribución del ejercicio	5.388.663	5.609.691	4,1%	5.854.565	4,4%	6.015.001	
Desvíos de ejercicios anteriores	- 334.799	- 699.173	108,8%	- 222.938	-68,1%	- 475.126	
Retribución	- 92.562	- 132.036		380.036			
Retribución 2016-2019	- 53.474	- 94.388		133.961			
Retribución 2020	- 39.088			67.588			
Retribución 2021		- 37.647		81.592			
Retribución 2022				73.640			
Retribución 2023				23.255			
Ingresos peajes (1)	- 242.237	- 567.138		- 602.973		- 475.126	
Total retribución T&D	6.372.810	5.961.375	-6,5%	6.496.338	9,0%	6.902.121	6,2%



Grupo tarifario	2023 (1)	2024	% variación respecto 2023	2025	% variación respecto 2024	2026	% variación respecto 2025
2.0 TD	56,63	53,02	-6,4%	58,60	10,5%	60,96	4,0%
3.0 TD	23,16	21,71	-6,3%	23,87	9,9%	25,03	4,9%
6.1 TD	20,17	18,49	-8,3%	19,83	7,2%	21,57	8,8%
6.2 TD	10,48	8,74	-16,6%	9,02	3,2%	10,38	15,1%
6.3 TD	7,62	6,85	-10,1%	6,77	-1,2%	8,30	22,6%
6.4 TD	7,05	5,20	-26,2%	4,28	-17,7%	6,74	57,5%
Total	29,54	27,30	-7,6%	29,75	9,0%	31,61	6,2%

(1) Facturación del escenario previsto para 2024 a los peajes de transporte y distribución del ejercicio 2023.

Fuente: CNMC

PUBLICA

5.2.5. Propuesta de tratamiento de los desvíos de retribución derivados de la ejecución de la lesividad

Como se ha indicado, el impacto de los desvíos de retribución sobre la variación de los peajes de ejercicios posteriores dependerá del momento en que se vayan aprobando las retribuciones definitivas del transporte y la distribución.

Al respecto, es importante señalar que la Sentencia 1182/2023 del Tribunal Supremo ha estimado parcialmente el recurso presentado por Iberdrola en contra de la Orden TED/490/2022, de 31 de mayo, por la que se ejecuta la Sentencia del Tribunal Supremo en relación con la declaración de lesividad para el interés público de la Orden IET/980/2016, de 10 de junio, por la que se establece la retribución de las empresas de distribución de energía eléctrica para el año 2016 y la Orden TED/497/2022, de 1 de junio, por la que se corrigen los errores de la misma, lo que dará lugar a la actualización de su retribución en los términos establecidos en la sentencia y la aparición de nuevos desvíos, que afecta a todos los ejercicios posteriores, en la medida en que se actualiza la base de retribución de activos.

Adicionalmente, se indica que, a la fecha de elaboración de la presente memoria, está pendiente de resolución el recurso presentado por Hidrocantábrico Distribución Eléctrica S.A.U. y Viesgo Distribución, S.L. en contra de estas mismas órdenes.

Finalmente, es importante señalar que también están recurridas las órdenes por las que se establece la retribución de las empresas de distribución de los ejercicios 2017, 2018 y 2019.

La resolución de los distintos recursos presentados por las empresas en contra de las retribuciones aprobadas podría dar lugar a la revisión de la retribución de ejercicios anteriores y a la aparición de nuevos desvíos (ya sean positivos o negativos), con impacto sobre los peajes de ejercicios futuros.

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores, la incertidumbre sobre los desvíos susceptibles de aflorar como consecuencia de los recursos abiertos en contra de las retribuciones aprobados, así como el impacto de los desvíos sobre la evolución de los peajes de transporte y distribución de ejercicios posteriores y con objeto de no distorsionar la señal de precio proporcionada a los consumidores, se propone habilitar a la Comisión para laminar la imputación de los desvíos positivos de ejercicios anteriores sobre los peajes de ejercicios futuros.

PUBLICA

A efectos ilustrativos, en el Cuadro 21 se muestra la evolución de los peajes de los peajes de transporte y distribución que resultaría de laminar los desvíos en ejercicios posteriores, suponiendo que el 15% de los desvíos de la retribución del transporte registrados de los ejercicios 2022 y 2023 se imputara en el 2025, el 40% en el 2026 y el resto en ejercicios posteriores, mientras que para la actividad de distribución se imputaría el 50% de los desvíos de ingresos registrados en 2022 en los peajes de 2024, el 40% en el ejercicio 2025 y el 10% restante en el ejercicio 2026. De esta forma se evitarían variaciones bruscas en los peajes de acceso de los consumidores. Anualmente en la Resolución por la que se establecen los peajes para el ejercicio correspondiente, se determinaría el importe a laminar en los ejercicios posteriores, teniendo en cuenta la evolución de la demanda, los ingresos y los costes de los ejercicios futuros.

Cuadro 21. Ejemplo de la laminación del desvío de retribución del transporte entre los ejercicios 2024, 2025 y 2026 y de los desvíos de la distribución entre los ejercicios 2024 y 2025

	2023	2024	% variación respecto 2023	2025	% variación respecto 2024	2026	% variación respecto 2025
Retribución del transporte (miles €)	1.318.945	1.183.148	-10,3%	1.154.464	-2,4%	1.163.637	0,8%
Retribución del ejercicio	1.492.937	1.250.061	-16,3%	1.302.661	4,2%	1.394.605	7,1%
Ingresos TSO	- 130.040	- 19.382		- 19.382		- 19.382	0,0%
Desvíos de ejercicios anteriores	- 43.952	- 47.530	8,1%	- 128.814	171,0%	- 211.585	64,3%
Retribución	n.a.	-		- 74.479		- 198.610	166,7%
Ingresos peajes	7.982	- 41.846		- 43.902		- 12.976	-70,4%
Ingresos ITC	- 51.934	- 5.684		- 10.433			
Retribución de la distribución (miles €)	5.053.865	5.194.086	2,8%	5.404.772	4,1%	5.483.161	1,5%
Retribución del ejercicio	5.388.663	5.609.691	4,1%	5.854.565	4,4%	6.015.001	2,7%
Desvíos de ejercicios anteriores	- 334.799	- 415.604	24,1%	- 449.793	8,2%	- 531.840	18%
Retribución	- 92.562	- 132.036		380.036		-	-100,0%
Ingresos peajes	- 242.237	- 283.569		- 829.828		- 531.840	-35,9%
Total retribución T&D	6.372.810	6.377.235	0,1%	6.559.237	2,9%	6.646.797	1,3%



Grupo tarifario	2023 (1)	2024	% variación respecto 2023	2025	% variación respecto 2024	2026	% variación respecto 2025
2.0 TD	56,63	56,55	-0,1%	58,34	3,2%	59,14	1,4%
3.0 TD	23,16	23,18	0,1%	23,89	3,1%	24,21	1,4%
6.1 TD	20,17	19,85	-1,6%	20,34	2,5%	20,61	1,3%
6.2 TD	10,48	9,46	-9,7%	9,61	1,7%	9,73	1,2%
6.3 TD	7,62	7,48	-1,9%	7,54	0,8%	7,62	1,1%
6.4 TD	7,05	5,86	-16,9%	5,71	-2,4%	5,76	0,8%
Total	29,54	29,21	-1,1%	30,04	2,9%	30,44	1,3%

Nota:

- (1) Facturación del escenario previsto para 2024 a los peajes de transporte y distribución del ejercicio 2023.

Fuente: CNMC

PUBLICA

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores, se modifica el punto 1 del Anexo I a efectos de contemplar la laminación desvíos positivos de ejercicios anteriores.

A efectos operativos, se abrirán sendas cuentas en régimen de depósito con destino específico para cada una de las actividades: transporte y distribución, en la que se depositarán los importes no considerados en la determinación de los peajes de transporte y distribución.

Anualmente, en la Resolución por la que se actualicen los precios de los peajes de las redes de transporte y distribución se establecerán los importes que serán considerados en la determinación de los peajes del ejercicio que corresponda, quedando depositados en las citadas cuentas los importes no dispuestos.

5.3. Otras modificaciones

La Circular 3/2020 ha supuesto cambios respecto de la estructura y condiciones de facturación de los peajes de acceso anteriores a su aplicación. Estos cambios han dado lugar a diversas consultas por parte de empresas, comunidades autónomas y consumidores sobre diversos aspectos.

Con objeto de aclarar las dudas planteadas por los distintos agentes y de facilitar la comprensión e implementación de la Circular 3/2020, la Sala de Supervisión Regulatoria aprobó en su sesión del 18 de marzo de 2021 el *“Acuerdo por el que se contestan consultas relativas a la aplicación de la Circular 3/2020, de 15 de enero, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de energía eléctrica”*⁴⁰.

Este Acuerdo fue actualizado el 8 de julio con objeto de resolver cuestiones adicionales planteadas por los agentes tras la publicación de la Resolución de peajes 2021, primera vez que se aplican los peajes de transporte y distribución establecidos conforme a la metodología de la Circular.

⁴⁰ Disponible en https://www.cnmc.es/sites/default/files/3596445_64.pdf

Algunas de las cuestiones planteadas por los agentes han sido recogidas en las Resoluciones por las que se establecen los peajes para los ejercicios 2021 y 2022.

Con objeto de facilitar tanto la comprensión como la correcta aplicación de los peajes, se hace aconsejable trasladar dichas aclaraciones, así como otras modificaciones menores en diversos puntos del articulado de la Circular 3/2020.

En los epígrafes siguientes se recogen las modificaciones propuestas, junto con la correspondiente justificación.

5.3.1. Metodología de asignación de la retribución del transporte y la distribución (artículo 8)

Se hace necesario modificar el artículo 8 y el Anexo I para recoger la posibilidad de laminar los desvíos positivos de ejercicios anteriores.

Asimismo, con objeto de introducir mayor claridad en el redactado, se incluye también la metodología de cálculo del término del exceso de potencia (véase epígrafe 5.3.2.3).

Finalmente, se incorpora un nuevo punto a efectos de establecer el término de facturación de energía reactiva.

5.3.2. Aplicación los peajes de transporte y distribución de electricidad (artículo 9)

5.3.2.1. Periodicidad de la facturación

En relación con la periodicidad de la facturación, se hace necesario aclarar que, conforme a la normativa vigente, con carácter general la facturación de los peajes de transporte y distribución será mensual con base en lecturas reales, con las excepciones previstas en la normativa.

5.3.2.2. Término de facturación por potencia contratada

En relación con la facturación de las potencias contratadas, dado que los precios se establecen en términos anuales y que la facturación anual se prorratea por el número de días incluidos en el periodo de facturación, se hace necesario aclarar

PUBLICA

que cuando se produce una modificación de potencias, se deberá tener el número de días de vigencia de cada una de las potencias contratadas durante el periodo de facturación.

Por otra parte, atendiendo al número de consultas recibidas respecto a la forma de facturar el término de potencia es necesario aclarar que, la potencia de cada periodo se contrata en términos anuales y que también los precios de los términos de potencia se establecen en términos anuales, si bien en la determinación de los precios se tiene en cuenta la duración del periodo en el cómputo anual. En consecuencia, la facturación de la potencia se realiza en términos anuales, si bien a efectos de su facturación mensual se prorratea por el número de días incluidos en el periodo de facturación. Es por ello que la potencia contratada de todos los periodos se factura todos los meses, independientemente de que en un determinado mes no sean de aplicación todos los periodos horarios.

5.3.2.3. Término de facturación por potencia demandada

Respecto del **control de potencia**, si bien la Circular 3/2020 recoge con carácter general lo establecido en la normativa anteriormente en vigor⁴¹, los agentes han presentado diversas consultas motivado principalmente por la diferenciación del control de potencia en función del tipo de medida en lugar del peaje. Es por ello que se introducen aclaraciones en el redactado.

Respecto de la **metodología de cálculo del término por potencia demandada**, se establece cómo se determinará el término por potencia demandada en la definición del término incluido en la fórmula de modo de facturación cuarto horario. En particular, se establece que *“El término del exceso de potencia, se determinará de forma que, dado el perfil del consumidor medio de cada peaje y la modalidad de facturación de facturación de la potencia demandada, la facturación de acceso que resulte de la optimización de las potencias sea equivalente a la facturación de acceso que resultaría de considerar las potencias contratadas máximas de cada periodo, con la restricción de que la facturación de acceso que resulta para el periodo 1 tras la optimización nunca sea negativa.*

⁴¹ El esquema de control de potencia se mantiene para todos los consumidores con excepción de los consumidores que en el esquema anterior estaban acogidos a los peajes 3.0 A y 3.1 A. Bajo el esquema anterior, a los consumidores acogidos a estos peajes el control de potencia que se registraba era la potencia máxima cuarto horaria de cada periodo de facturación. Bajo el esquema vigente, el control de la potencia depende del tipo de medida.

El término resultante se incrementará en un 20 % al objeto de desincentivar la contratación de potencias inferiores a las realmente demandadas.”

Lo anterior junto con la diferente nomenclatura dada al término del exceso de potencia⁴² (en la formulación de los tipos 4 y 5 se denomina al término *tp*, mientras que en la formulación de los tipos 1, 2 y 3 se denomina al término *tep*) en ambas formulaciones ha dado lugar a cierta confusión, que conviene aclarar.

Adicionalmente, se ha contrastado que la determinación del término del exceso de potencia considerando únicamente el método de facturación cuarto-horario introduce penalizaciones diferentes para los consumidores dependiendo del método de facturación del exceso de potencia que les corresponde según el tipo de medida, por lo que se propone aplicar la misma metodología para calcular el término del exceso de potencia, pero teniendo en cuenta método de facturación.

En consecuencia, se propone trasladar al artículo 8 en un nuevo punto la metodología de cálculo del término de facturación por potencia demanda, recogida en el artículo 9.4.b.2).

En el Cuadro 22 se muestran los términos de facturación por excesos de potencia que resultan para el modo de facturación mensual (artículo 9.4.b.1) manteniendo la metodología⁴³ de cálculo para los ejercicios 2018, 2019, 2021 y 2022. El término del exceso de potencia propuesto se corresponde con el precio medio ponderado por el número de horas en que se sobrepasa la potencia que resulta para todos los peajes y ejercicios. Este precio medio se incrementa en un 20% a efectos de incentivar la correcta contratación de potencias.

⁴² En la formulación de los tipos 4 y 5 se denomina al término *tp*, mientras que en la formulación de los tipos 1, 2 y 3 se denomina al término *tep*.

⁴³ Para cada grupo tarifario, se equipara la facturación por potencia contratada supuesto que se contrata la potencia máxima demandada en cada periodo y la facturación por potencia contratada que resulta de considerar las potencias que contrataría para minimizar la facturación de peajes a los precios del términos de potencia, el precio del término de exceso de potencia es el equipara ambas facturaciones con la restricción de que la facturación de acceso del periodo 1 nunca sea negativa.

PUBLICA

Cuadro 22. Precio del término de exceso de potencia (€/kW y mes) para el modo de facturación 9.b.4.1).

Año	Modo facturación artículo 9.4.b.1)					
	2.0 TD	3.0 TD	6.1 TD	6.2 TD	6.3 TD	6.4 TD
2018	7,966546	3,078998	5,591492	3,340850	2,738668	1,888832
2019	6,625649	3,110596	6,019954	3,362285	2,758457	1,937276
2021	8,231105	3,149584	5,618722	3,366816	2,754955	1,971062
2022	9,758402	3,239169	5,720731	3,479918	2,796179	1,881396
Promedio 4 años	7,954044	3,144834	5,704023	3,385823	2,758787	1,922308
Precio + 20%	9,544853	3,773801	6,844827	4,062988	3,310544	2,306769

Fuente: CNMC

En el Cuadro 23 se comparan los precios que resultan para el término de potencia propuestos con los vigentes. Para que sean comparables ambos precios se han multiplicados por dos los precios vigentes, ya que se ha internalizado en el precio el factor multiplicador de la fórmula de facturación. Se observa que el precio del exceso que resulta de aplicar la metodología considerando la fórmula de facturación del artículo 9.4.b.1) resulta inferior a la vigente para todos los grupos tarifarios, excepto para el peaje 2.0 TD.

Al respecto se indica que, con carácter general, no se aplica la facturación por potencia demandada a los consumidores acogidos al peaje 2.0 TD, puesto que el control de la potencia se realiza mediante el corte del suministro y para aquellos puntos de suministro en los que por sus características no puedan ser interrumpidos, la potencia contratada no podrá ser inferior a la potencia que figure en el Boletín del Instalador para los equipos que no puedan ser interrumpidos.

PUBLICA

Cuadro 23. Precio del término de exceso de potencia (€/kW y mes) para el modo de facturación 9.b.4.1) vigente y de la propuesta de modificación de la Circular

	Modo facturación artículo 9.4.b.1)					
	2.0 TD	3.0 TD	6.1 TD	6.2 TD	6.3 TD	6.4 TD
Precios vigentes (A) (1)	6,026140	6,791620	7,133576	6,625360	6,038096	5,831704
Precios de la propuesta (B)	9,544853	3,773801	6,844827	4,062988	3,310544	2,306769
% variación (B) sobre (A)	58%	-44%	-4%	-39%	-45%	-60%

(1) Para que sean comparables con los precios de la propuesta, los términos vigentes se han multiplicados por dos, ya que en los términos propuestos se ha internalizado en el precio el factor multiplicador de la fórmula de facturación.

Fuente: CNMC

Respecto de la **facturación por potencia demandada**, la mayoría de las consultas hacen referencia a la distinta formulación para los suministros con tipo de medida 1, 2 y 3 y tipo de medida 4 y 5. En concreto, la mayoría de las consultas planteadas hace referencia a los siguientes aspectos.

- a) Precio del término de potencia que se debe emplear en cada una de las fórmulas de facturación.
- b) Procedimiento de facturación de los suministros con tipo de medida 3 sin capacidad de registro cuarto horario.
- c) Procedimiento de facturación de los excesos de potencia cuando hay una modificación de las potencias contratadas.
- d) Procedimiento de facturación de los excesos de potencia cuando hay un cambio de comercializador.

En particular, respecto del término del exceso de potencia, los agentes se han cuestionado si en la fórmula mensual (art. 9.4.b.1) el precio que hay que aplicar es el del término de potencia (Tp) o el del término del exceso de potencia (Tep) y en este último caso si se ha de aplicar el coeficiente de discriminación horaria (Kp), puesto que parece razonable diferenciar el precio del exceso en función del periodo horario en que se produce. En consecuencia, se propone simplificar la fórmula de facturación con objeto de que el término del exceso de potencia incluya la discriminación horaria (Kp) de forma que la penalización sea más elevada para los periodos de mayor demanda y, además, internaliza en el precio el multiplicador de la diferencia entre la potencia demandada y la potencia contratada. Esto es, la fórmula de aplicación de la facturación por potencia demandada sería:

PUBLICA

$$F_{PD} = \sum_{p=1}^{P=i} tep_p \times (Pd_j - Pc_p) \times n$$

Donde:

F_{PD} : Facturación por potencia demanda, expresado en €.

tep_p : Término de exceso de potencia, expresado en €/kW y día, del peaje correspondiente en el periodo horario p .

Pd_j : Potencia demandada en cada uno de los periodos horario p en que se haya sobrepasado Pc_p , expresada en kW.

Pc_p : Potencia contratada en el periodo horario p , expresada en kW.

i : Número de periodos horarios de los que consta el término de facturación de potencia del peaje correspondiente.

n : Número de días que comprende el periodo de facturación.

De esta forma se publicará la matriz completa de precios del término del exceso de potencia, de forma análoga a los términos de potencia (véase Cuadro 24).

PUBLICA

Cuadro 24. Precio del término de exceso de potencia para el modo de facturación 9.b.4.1).

	2.0 TD	3.0 TD	6.1 TD	6.2 TD	6.3 TD	6.4 TD
Precio del exceso (€/kW y mes) (A)	9,544853	3,773801	6,844827	4,062988	3,310544	2,306769

Año	Coeficiente de discriminación horaria (ki) (B)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	1,000000	0,034665	-	-	-	-
3.0 TD	1,000000	0,640766	0,275670	0,232691	0,077884	0,077884
6.1 TD	1,000000	0,620828	0,482845	0,381770	0,015816	0,015816
6.2 TD	1,000000	0,666078	0,427424	0,355531	0,018151	0,018151
6.3 TD	1,000000	0,621562	0,500437	0,395142	0,032600	0,032600
6.4 TD	1,000000	0,563080	0,432501	0,393593	0,026604	0,026604

Año	Término del exceso de potencia (€/kW y día) [(A) * (B)* 12] / 365					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	0,313803	0,010878				
3.0 TD	0,124070	0,079500	0,034202	0,028870	0,009663	0,009663
6.1 TD	0,225035	0,139708	0,108657	0,085912	0,003559	0,003559
6.2 TD	0,133578	0,088973	0,057094	0,047491	0,002425	0,002425
6.3 TD	0,108840	0,067651	0,054467	0,043007	0,003548	0,003548
6.4 TD	0,075839	0,042703	0,032800	0,029850	0,002018	0,002018

Fuente: CNMC

En el Cuadro 25 se ilustra la facturación por potencia demandada para un consumidor acogido al peaje 3.0 TD con medida tipo 4 tras la modificación introducida.

PUBLICA

Cuadro 25. Facturación por potencia demandada de un punto de suministro acogido al peaje 3.0 TD con equipo de medida Tipo 4 o 5

Peaje	Término del exceso de potencia (€/kW y día) (A)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	0,313803	0,010878				
3.0 TD	0,124070	0,079500	0,034202	0,028870	0,009663	0,009663
6.1 TD	0,225035	0,139708	0,108657	0,085912	0,003559	0,003559
6.2 TD	0,133578	0,088973	0,057094	0,047491	0,002425	0,002425
6.3 TD	0,108840	0,067651	0,054467	0,043007	0,003548	0,003548
6.4 TD	0,075839	0,042703	0,032800	0,029850	0,002018	0,002018

Facturación excesos de potencia de un punto de suministro acogido al peaje 3.0 TD con medida Tipo 4 o 5

	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
Potencia contratada (kW) (B)	30	30	40	40	40	50

Potencia demandada (kW) (C)	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
Enero	33	28				55
Febrero	35	32				57
Marzo		25	35			42
Abril				35	40	46
Mayo				33	39	40
Junio			39	31		42
Julio	31	29				52
Agosto			39	41		49
Septiembre			32	33		45
Octubre				35	41	41
Noviembre		26	45			48
Diciembre	29	31				53

Exceso de potencia (kW) (D) = (C) - (B)	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
Enero	3	-	-	-	-	5
Febrero	5	2	-	-	-	7
Marzo	-	-	-	-	-	-
Abril	-	-	-	-	-	-
Mayo	-	-	-	-	-	-
Junio	-	-	-	-	-	-
Julio	1	-	-	-	-	2
Agosto	-	-	-	1	-	-
Septiembre	-	-	-	-	-	-
Octubre	-	-	-	-	1	-
Noviembre	-	-	5	-	-	-
Diciembre	-	1	-	-	-	3

Facturación excesos de potencia (€) (A) * (D) * (E)	Nº días de facturación (E)	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
Enero	31	12	-	-	-	-	1	13
Febrero	28	17	4	-	-	-	2	24
Marzo	31	-	-	-	-	-	-	-
Abril	30	-	-	-	-	-	-	-
Mayo	31	-	-	-	-	-	-	-
Junio	30	-	-	-	-	-	-	-
Julio	31	4	-	-	-	-	1	4
Agosto	31	-	-	-	1	-	-	1
Septiembre	30	-	-	-	-	-	-	-
Octubre	31	-	-	-	-	0	-	0
Noviembre	30	-	-	5	-	-	-	5
Diciembre	31	-	2	-	-	-	1	3
Total	365	33	7	5	1	0	5	51

Fuente: CNMC

PUBLICA

Respecto del procedimiento de facturación, como ya se ha recogido en las Memorias que acompañan a las Resoluciones de peajes, al separar la Circular 3/2020 la facturación de la potencia contratada y el exceso de potencia, se perdió la vinculación temporal entre ambos términos en el modo de facturación mensual, lo que ha hecho necesario incluir aclaraciones en dichas resoluciones. Para mayor seguridad jurídica, se considera conveniente incluir dichas aclaraciones en la Circular 3/2020.

En el caso particular del procedimiento de facturación de los excesos de potencia del modo cuarto-horario cuando hay un cambio de comercializador, en las citadas resoluciones se establece que el distribuidor deberá calcular, en su caso, la facturación por excesos de potencia considerando el ciclo de lectura completo y asignar la totalidad de la facturación por este concepto al comercializador entrante, con objeto de evitar la penalización que podría suponer para el consumidor en la facturación de los excesos de potencias para periodos inferiores al mensual.

En relación con lo anterior, se indica que tanto los comercializadores como los distribuidores están de acuerdo con que se facture el término por potencia demandada tanto al comercializador saliente como al comercializador entrante, justificado, porque dificulta el proceso de facturación y la comprensión de la factura por parte del consumidor al incluirse en la factura conceptos que corresponden a periodos en que era suministrado por otro comercializador.

Lo anterior no supone ningún perjuicio para los suministros a los que les es de aplicación el modo de facturación de la potencia demandada mensual (artículo 9.4.b.1), al tenerse en cuenta la potencia máxima de cada periodo y el número de días que está suministrado por cada comercializador. Por el contrario, con carácter general, implicará un menor importe del término de facturación por potencia demandada en la medida en que la potencia máxima demandada durante el periodo de facturación se factura durante menos días (véase Cuadro 26). Sin embargo, para el modo de facturación de la potencia demanda cuarto-horario (artículo 9.4.b.2), la ruptura del ciclo de facturación en dos periodos tiene un impacto, ya que la penalización depende, además de la cuantía del exceso y del periodo horario en que se excede la potencia contratada, del número de veces en que se sobrepasa la potencia contratada durante el periodo de facturación (véase Cuadro 27).

PUBLICA

Cuadro 26. Facturación por potencia demandada de un punto de suministro acogido al peaje 6.1 TD con equipo de medida Tipo 4 o 5 para un mes de facturación completo y con ruptura del ciclo de facturación en dos periodos por cambio de comercializador

1. Facturación del exceso de potencia del mes completo

	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
Potencia contratada (kW) (A)	30	30	40	40	40	50	
Potencia demandada (kW) (B)	41	45	-	-	-	55	
Potencia demandada							
día 7	37	36	-	-	-	52	
día 18	41	45	-	-	-	55	
Exceso de potencia (kW) (C) = (B) - (A)	11	15	-	-	-	5	
Término exceso de potencia (€/kW y día) (D)	0,225035	0,139708	0,108657	0,085912	0,003559	0,003559	
Nº de días de facturación (E)	30	30	-	-	-	30	
Facturación por exceso de potencia mensual (€) (F) = (C) * (D) * (E)	74,26	62,87	-	-	-	0,53	137,66

2. Facturación del exceso de potencia en dos periodos

2.1. Facturación del día 1 al 15

	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
Potencia contratada (kW) (A)	30	30	40	40	40	50	
Potencia demandada (kW) (B)	37	36	-	-	-	52	
Potencia demandada							
día 7	37	36	-	-	-	52	
día 18	41	45	-	-	-	55	
Exceso de potencia (kW) (C) = (B) - (A)	7	6	-	-	-	2	
Término exceso de potencia (€/kW y día) (D)	0,225035	0,139708	0,108657	0,085912	0,003559	0,003559	
Nº de días de facturación (E)	15	15	-	-	-	15	
Facturación por exceso de potencia del 1 al 15 (€) (F1) = (C) * (D) * (E)	23,63	12,57	-	-	-	0,11	36,31

2.2. Facturación del día 16 al 30

	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
Potencia contratada (kW) (A)	30	30	40	40	40	50	
Potencia demandada (kW) (B)	41	45	-	-	-	55	
Potencia demandada							
día 7	37	36	-	-	-	52	
día 18	41	45	-	-	-	55	
Exceso de potencia (kW) (C) = (B) - (A)	11	15	-	-	-	5	
Término exceso de potencia (€/kW y día) (D)	0,225035	0,139708	0,108657	0,085912	0,003559	0,003559	
Nº de días de facturación (E)	15	15	-	-	-	15	
Facturación por exceso de potencia del 16 al 31 (€) (F2) = (C) * (D) * (E)	37,13	31,43	-	-	-	0,27	68,83
Total Facturación por exceso de potencia G = (F1) + (F2)	60,76	44,01	-	-	-	0,37	105,14
Diferencia de facturación (€)	- 13,50	- 18,86	-	-	-	- 0,16	- 32,52

Fuente: CNMC

PUBLICA

Cuadro 27. Facturación por potencia demandada de un punto de suministro acogido al peaje 6.1 TD con equipo de medida Tipo 1, 2 o 3 para un mes de facturación completo y con ruptura del ciclo de facturación en dos periodos por cambio de comercializador

1. Facturación del exceso de potencia del mes completo

		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6		
Potencia contratada (kW) (A)		30	30	40	40	40	50		
Potencia demandada (kW) (B)									
Cuarto de hora j del periodo p	1	37	36	-	-	-	52		
	2	35	39	-	-	-	53		
	3	41	42	-	-	-	55		
	4	38	35	-	-	-	50		
	5	37	36	-	-	-	49		
	6	39	45	-	-	-	41		
	7	40	31	-	-	-	55		
	8	37	36	-	-	-	52		
	9	35	39	-	-	-	53		
	10	41	42	-	-	-	55		
	11	38	35	-	-	-	50		
	12	37	36	-	-	-	49		
	13	39	45	-	-	-	41		
	14	40	31	-	-	-	55		
Exceso de potencia (kW) (C) = $[(B) - (A)]^{2/3}$		31	33	-	-	-	11		
Cuarto de hora del periodo p	1	49	36	-	-	-	4		
	2	25	81	-	-	-	9		
	3	121	144	-	-	-	25		
	4	64	25	-	-	-	-		
	5	49	36	-	-	-	-		
	6	81	225	-	-	-	-		
	7	100	1	-	-	-	25		
	8	49	36	-	-	-	4		
	9	25	81	-	-	-	9		
	10	121	144	-	-	-	25		
	11	64	25	-	-	-	-		
	12	49	36	-	-	-	-		
	13	81	225	-	-	-	-		
	14	100	1	-	-	-	25		
Término exceso de potencia (€/kW) (D)		3,5668	3,5668	3,5668	3,5668	3,5668	3,5668		
Coeficiente Kp (E)		1,0000	0,6208	0,4828	0,3818	0,0158	0,0158		
Facturación por exceso de potencia mensual (€) (F) = (C) * (D) * (E)		111,54	73,31	-	-	-	0,63	185,49	

PUBLICA

2. Facturación del exceso de potencia en dos periodos
2.1. Facturación del día 1 al 15

		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
Potencia contratada (kW) (A)		30	30	40	40	40	50	
Potencia demandada (kW) (B)								
Cuarto de hora j del periodo p	1	37	36	-	-	-	52	
	2	35	39	-	-	-	53	
	3	41	42	-	-	-	55	
	4	38	35	-	-	-	50	
	5	37	36	-	-	-	49	
	6	39	45	-	-	-	41	
	7	40	31	-	-	-	55	
Exceso de potencia (kW) (C) = ((B) - (A)) ² * 1/2		22	23	-	-	-	8	
Cuarto de hora del periodo p	1	49	36	-	-	-	4	
	2	25	81	-	-	-	9	
	3	121	144	-	-	-	25	
	4	64	25	-	-	-	-	
	5	49	36	-	-	-	-	
	6	81	225	-	-	-	-	
	7	100	1	-	-	-	25	
Término exceso de potencia (€/kW) (D)		3,5668	3,5668	3,5668	3,5668	3,5668	3,5668	
Coeficiente Kp (E)		1,0000	0,6208	0,4828	0,3818	0,0158	0,0158	
Facturación por exceso de potencia 1-15 (€) (F1) = (C) * (D) * (E)		78,87	51,84	-	-	-	0,45	131,16

2.2. Facturación del día 16 al 30

		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
Potencia contratada (kW) (A)		30	30	40	40	40	50	
Potencia demandada (kW) (B)								
Cuarto de hora j del periodo p	8	37	36	-	-	-	52	
	9	35	39	-	-	-	53	
	10	41	42	-	-	-	55	
	11	38	35	-	-	-	50	
	12	37	36	-	-	-	49	
	13	39	45	-	-	-	41	
	14	40	31	-	-	-	55	
Exceso de potencia (kW) (C) = ((B) - (A)) ² * 1/2		22	23	-	-	-	8	
Cuarto de hora del periodo p	8	49	36	-	-	-	4	
	9	25	81	-	-	-	9	
	10	121	144	-	-	-	25	
	11	64	25	-	-	-	-	
	12	49	36	-	-	-	-	
	13	81	225	-	-	-	-	
	14	100	1	-	-	-	25	
Término exceso de potencia (€/kW) (D)		3,5668	3,5668	3,5668	3,5668	3,5668	3,5668	
Coeficiente Kp (E)		1,0000	0,6208	0,4828	0,3818	0,0158	0,0158	
Facturación por exceso de potencia 16-30 (€) (F2) = (C) * (D) * (E)		78,87	51,84	-	-	-	0,45	131,16
Total Facturación por exceso de potencia G = (F1) + (F2)		157,75	103,67	-	-	-	0,90	262,32
Diferencia de facturación respecto más completo (€)		46,20	30,37	-	-	-	0,26	76,83

Fuente: CNMC

PUBLICA

En consecuencia, se propone prorratear la facturación que resulte por el número de días de vigencia del contrato con cada comercializador.

De esta forma, siempre que durante el periodo de facturación se produjera un cambio que rompa el ciclo de facturación, tales como cambio de precios, temporada, titular, alta, baja o cambio de comercializador, la facturación por potencia demandada se prorrateará teniendo en cuenta el número de días que afecta al cambio.

A efectos ilustrativos a continuación se recogen ejemplos de algunas de las casuísticas más frecuentes, con objeto de facilitar en mayor medida la comprensión de la facturación por potencia demandada. En particular, en los cuadros siguientes se muestra la facturación por potencia demandada cuando durante el ciclo de facturación se produce una modificación de la potencia contratada (véanse Cuadro 28 y Cuadro 29), un cambio de temporada (véanse Cuadro 30 y Cuadro 31), un cambio de precios (véanse Cuadro 32 y Cuadro 33), un cambio de comercializador (véanse Cuadro 34 y Cuadro 35) o una combinación de las anteriores (véanse Cuadro 36 y Cuadro 37).

PUBLICA

Cuadro 28. Facturación por potencia demandada de un punto de suministro acogido al peaje 6.1 TD con equipo de medida Tipo 4 o 5 con cambio de potencia el día 11 del ciclo de facturación de un mes de 30 días

Periodo del 1 al 10

	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
Potencia contratada (kW) (A)	30	30	30	30	30	30	
Potencia máxima demandada en el periodo (kW) (B)	31	28				35	
Exceso de potencia (kW) (C) = (B) - (A)	1	-	-	-	-	5	
Término exceso de potencia (€/kW y día) (D)	0,225035	0,139708	0,108657	0,085912	0,003559	0,003559	
Facturación por exceso de potencia (€) (E1) = (C) * (D) * 10	2,25	-	-	-	-	0,18	2,43

Periodo del 11 al 30

	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
Potencia contratada (kW) (A)	32	32	32	32	32	35	
Potencia máxima demandada en el periodo (kW) (B)	31	33				37	
Exceso de potencia (kW) (C) = (B) - (A)	-	1,0	-	-	-	2,0	
Término exceso de potencia (€/kW y día) (D)	0,225035	0,139708	0,108657	0,085912	0,003559	0,003559	
Facturación por exceso de potencia (€) (E2) = (C) * (D) * 20	-	2,79	-	-	-	0,14	2,94
TOTAL Facturación por exceso de potencia (€) (E) = (E1) + (E2)	2,25	2,79	-	-	-	0,32	5,36

Fuente: CNMC

PUBLICA

Cuadro 29. Facturación por exceso de potencia de un punto de suministro acogido al peaje 6.1 TD con tipo de punto de medida 1, 2 o 3 con cambio de potencia el día 14 del ciclo de facturación de un mes de 30 días.

1. Facturación del día 1 al 13

		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6		
Potencia contratada (kW) (A)		30	30	40	40	40	50		
Potencia demandada (kW) (B)									
Cuarto de hora j del periodo p	1	37	36				52		
	2	35	39				53		
	3	41	42				55		
	4	38	35				50		
	5	37	36				49		
	6	39	45				41		
	7	40	31				55		
Exceso de potencia (kW) (C) = ((B) - (A)) ² * 1/2		22	23	-	-	-	8		
Cuarto de hora del periodo p	1	49	36	-	-	-	4		
	2	25	81	-	-	-	9		
	3	121	144	-	-	-	25		
	4	64	25	-	-	-	-		
	5	49	36	-	-	-	-		
	6	81	225	-	-	-	-		
	7	100	1	-	-	-	25		
Término exceso de potencia (€/kW) (D)		3,566788	3,566788	3,566788	3,566788	3,566788	3,566788		
Coeficiente Kp (E)		1,000000	0,620828	0,482845	0,381770	0,015816	0,015816		
Facturación por exceso de potencia mensual (€) (F) = (C) * (D) * (E)		78,87	51,84	-	-	-	0,45	131,16	
Facturación por exceso de potencia día 1 a 13 (€) (F1) = (F) * 13 / 30		34,18	22,46	-	-	-	0,19	56,84	

2. Facturación del día 14 al 30

		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6		
Potencia contratada (kW) (A)		35	35	40	40	40	50		
Potencia demandada (kW) (B)									
Cuarto de hora j del periodo p	8	38	35				55		
	9	39	39				51		
	10	41	33				42		
	11	40	37				49		
	12	45	36				48		
	13	38	35				59		
	14	42	37				50		
Exceso de potencia (kW) (C) = ((B) - (A)) ² * 1/2		16	5	-	-	-	10		
Cuarto de hora del periodo p	8	9	-	-	-	-	25		
	9	16	16	-	-	-	1		
	10	36	-	-	-	-	-		
	11	25	4	-	-	-	-		
	12	100	1	-	-	-	-		
	13	9	-	-	-	-	81		
	14	49	4	-	-	-	-		
Término exceso de potencia (€/kW) (D)		3,566788	3,566788	3,566788	3,566788	3,566788	3,566788		
Coeficiente Kp (E)		1,000000	0,620828	0,482845	0,381770	0,015816	0,015816		
Facturación por exceso de potencia mensual (€) (F) = (C) * (D) * (E)		55,72	11,07	-	-	-	0,58	67,37	
Facturación por exceso de potencia día 14 a 30 (€) (F2) = (F) * 17 / 30		31,57	6,27	-	-	-	0,33	38,18	
Total Facturación por exceso de potencia G = (F1) + (F2)		65,75	28,74	-	-	-	0,52	95,01	

Fuente: CNMC

PUBLICA

Cuadro 30. Facturación por exceso de potencia de un punto de suministro acogido al peaje 6.1TD con tipo de punto de medida 4 o 5 cuyo ciclo de lectura abarca un cambio de temporada. Ejemplo (29 julio – 2 septiembre).

	Período 1	Período 2	Período 3	Período 4	Período 5	Período 6	
Potencia contratada (kW) (A)	30	30	30	30	30	40	
Potencia máxima demandada en el periodo (kW) (B)	33	29	31	33		43	
Exceso de potencia (kW) (C) = (B) - (A)	3	-	1	3	-	3	
Término exceso de potencia (€/kW y día) (D)	0,225035	0,139708	0,108657	0,085912	0,003559	0,003559	
Nº días en que el periodo está activo	30 julio-31 julio	30 julio-31 julio	1 agosto-2 septiembre	1 agosto-2 septiembre		30 julio-2 septiembre	
Nº días del periodo en el ciclo de facturación (E)	2	2	33	33		35	
Facturación por exceso de potencia (€) (F) = (C) * (D) * (E)	1,35	-	3,59	8,51	-	0,37	13,81

Fuente: CNMC

PUBLICA

Cuadro 31. Facturación por exceso de potencia de un punto de suministro acogido al peaje 6.1 TD con tipo de punto de medida 1, 2 o 3 cuyo ciclo de lectura abarca un cambio de temporada. Ejemplo (25 noviembre – 25 diciembre)

		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6		
Potencia contratada (kW) (A)		30	30	40	40	40	50		
Potencia demandada (kW) (B)									
	1	37	36	45			52		
	2	35	39	50			53		
Cuarto de hora j del periodo p	3	41	42				55		
	4	38	35				50		
	5	37	36				49		
	6	39	45				41		
	7	40	31				55		
	Exceso de potencia (kW) (C) = $([(B) - (A)]^2)^{1/2}$		22	23	11	-	-	8	
		1	49	36	25	-	-	4	
	2	25	81	100	-	-	9		
Cuarto de hora del periodo p	3	121	144	-	-	-	25		
	4	64	25	-	-	-	-		
	5	49	36	-	-	-	-		
	6	81	225	-	-	-	-		
	7	100	1	-	-	-	25		
Término exceso de potencia (€/kW) (D)		3,566788	3,566788	3,566788	3,566788	3,566788	3,566788		
Coeficiente Kp (E)		1,000000	0,620828	0,482845	0,381770	0,015816	0,015816		
Facturación por exceso de potencia mensual SIN PRORRATEO (€) (F) = (C) * (D) * (E)		78,87	51,84	19,25	-	-	0,45	150,41	
Nº días en que el periodo está activo		1 diciembre-25 diciembre	26 noviembre-25 diciembre	26 noviembre-30 noviembre			26 noviembre-25 diciembre		
Nº días (F)		25	30	5			30		
Facturación por exceso de potencia mensual CON PRORRATEO (€) (F) = (C) * (D) * (E) * (F) / 30		65,73	51,84	3,21	-	-	0,45	121,22	

Fuente: CNMC

PUBLICA

Cuadro 32. Facturación excesos de potencia de un punto de suministro acogido al peaje 6.1 TD con equipo de medida Tipo 4 o 5 cuyo ciclo de lectura abarca un cambio de precios. Ejemplo (30 noviembre – 15 enero)

Período del 1 de diciembre de 2024 al 31 de diciembre de 2024

	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
Potencia contratada (kW) (A)	30	30	30	30	30	30	
Potencia máxima demandada en el periodo (kW) (B)	31	28				35	
Exceso de potencia (kW) (C) = (B) - (A)	1	-	-	-	-	5	
Término exceso de potencia (€/kW y día) (D)	0,225035	0,139708	0,108657	0,085912	0,003559	0,003559	
Nº días en que el periodo está activo	1 diciembre-31 diciembre	1 diciembre-31 diciembre				1 diciembre-31 diciembre	
Nº días del periodo en el ciclo de facturación (E)	31	31				31	
Facturación por exceso de potencia (€) (F2) = (C) * (D) * (E)	6,98	-	-	-	-	0,55	7,53

Período del 1 de enero de 2025 al 15 de enero de 2025

	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
Potencia contratada (kW) (A)	30	30	30	30	30	30	
Potencia máxima demandada en el periodo (kW) (B)	31	28				35	
Exceso de potencia (kW) (C) = (B) - (A)	1	-	-	-	-	5	
Término exceso de potencia (€/kW y día) (D) (1)	0,236287	0,146694	0,114090	0,090207	0,003737	0,003737	
Nº días en que el periodo está activo	1 enero-15 enero	1 enero-15 enero				1 enero-15 enero	
Nº días del periodo en el ciclo de facturación (E)	15	15				15	
Facturación por exceso de potencia (€) (F2) = (C) * (D) * (E)	3,54	-	-	-	-	0,28	3,82
TOTAL Facturación por exceso de potencia (€) (F) = (F1) + (F2)	10,52	-	-	-	-	0,83	11,35

(1) Los valores de los precios son meramente a efectos ilustrativos

Fuente: CNMC

PUBLICA

Cuadro 33. Facturación excesos de potencia de un punto de suministro acogido al peaje 6.1TD con equipo de medida Tipo 1, 2 o 3 cuyo ciclo de lectura abarca un cambio de precios. Ejemplo (30 noviembre – 15 enero)

Periodo del 1 al 31 de diciembre de 2024							
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
Potencia contratada (kW) (A)	30	30	40	40	40	50	
Potencia demandada (kW) (B)							
1	35	43				85	
2	50	43				56	
3	60	57				34	
4	42	39				87	
5	42	41				95	
6	44	50				60	
7	41	56				94	
Exceso de potencia (kW) $(C) = ((B) - (A))^{1/2}$	44	48	-	-	-	82	
1	25	169	-	-	-	1.225	
2	400	169	-	-	-	36	
3	900	729	-	-	-	1.369	
4	144	81	-	-	-	2.025	
5	144	121	-	-	-	100	
6	196	400	-	-	-	1.936	
7	121	676	-	-	-		
Término exceso de potencia (€/kW) (D)	3,566788	3,566788	3,566788	3,566788	3,566788	3,566788	
Coficiente Kp (E)	1,000000	0,620828	0,482845	0,381770	0,015816	0,015816	
Facturación por exceso de potencia mensual SIN PRORRATEO (€) $(F) = (C) * (D) * (E)$	156,70	107,23	-	-	-	4,61	268,54
Nº días en que el periodo está activo	1 diciembre-31 diciembre	1 diciembre-31 diciembre				1 diciembre-31 diciembre	
Nº días (F)	31	31				31	
Facturación por exceso de potencia mensual CON PRORRATEO (€) $(F1) = (C) * (D) * (E) / 46$	105,60	72,26	-	-	-	3,11	180,97
Periodo del 1 de enero de 2025 al 15 de enero de 2025							
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
Potencia contratada (kW) (A)	30	30	40	40	40	50	
Potencia demandada (kW) (B)							
1	29	27				45	
2	22	53				32	
3	47	26				39	
4	51	32				78	
5	54	43				85	
6	38	57				51	
7	52	47				47	
Exceso de potencia (kW) $(C) = ((B) - (A))^{1/2}$	43	41	-	-	-	46	
1	-	-	-	-	-	-	
2	-	529	-	-	-	2	
3	289	-	-	-	-	-	
4	441	4	-	-	-	784	
5	576	169	-	-	-	1.225	
6	64	729	-	-	-	121	
7	484	289	-	-	-	-	
Término exceso de potencia (€/kW) (D) (1)	3,745127	3,745127	3,745127	3,745127	3,745127	3,745127	
Coficiente Kp (E) (1)	1,000000	0,621644	0,482133	0,381740	0,027028	0,015716	
Facturación por exceso de potencia mensual SIN PRORRATEO (€) $(F) = (C) * (D) * (E)$	161,26	96,55	-	-	-	2,72	260,53
Nº días en que el periodo está activo	1 enero-15 enero	1 enero-15 enero				1 enero-15 enero	
Nº días (F)	15	15				15	
Facturación por exceso de potencia mensual CON PRORRATEO (€) $(F2) = (C) * (D) * (E) / 46$	52,58	31,49	-	-	-	0,69	84,96
TOTAL DE LA FACTURACIÓN POR EXCESO DE POTENCIA (F1 + F2)	158,18	103,75	-	-	-	4,00	265,93

(1) Los valores de los precios son meramente a efectos ilustrativos

Fuente: CNMC

PUBLICA

Cuadro 34. Facturación excesos de potencia de un punto de suministro acogido al peaje 6.1 TD con equipo de medida Tipo 4 o 5 cuyo ciclo de lectura abarca un cambio de comercializador el 16 de diciembre. Ejemplo (30 noviembre – 31 diciembre)

Periodo del 1 de diciembre de 2024 al 15 de diciembre de 2024

	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
Potencia contratada (kW) (A)	30	30	30	30	30	30	
Potencia máxima demandada en el periodo (kW) (B)	35	32				38	
Exceso de potencia (kW) (C) = (B) - (A)	5	2	-	-	-	8	
Término exceso de potencia (€/kW y día) (D)	0,225035	0,139708	0,108657	0,085912	0,003559	0,003559	
Nº días en que el periodo está activo	1 diciembre-15 diciembre	1 diciembre-15 diciembre				1 diciembre-15 diciembre	
Nº días del periodo en el ciclo de facturación (E)	15	15	1	1	1	15	
Facturación por exceso de potencia al comercializador saliente (€) (F) = (C) * (D) * (E)	16,88	4,19	-	-	-	0,43	21,50

Periodo del 16 de diciembre de 2024 al 31 de diciembre de 2024

	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
Potencia contratada (kW) (A)	30	30	30	30	30	30	
Potencia máxima demandada en el periodo (kW) (B)	35	32				38	
Exceso de potencia (kW) (C) = (B) - (A)	5	2	-	-	-	8	
Término exceso de potencia (€/kW y día) (D) (1)	0,225035	0,139708	0,108657	0,085912	0,003559	0,003559	
Nº días en que el periodo está activo	16 diciembre-31 diciembre	16 diciembre-31 diciembre				16 diciembre-31 diciembre	
Nº días del periodo en el ciclo de facturación (E)	16	16				16	
Facturación por exceso de potencia al comercializador entrante (€) (F) = (C) * (D) * (E)	18,00	4,47	-	-	-	0,46	22,93

Fuente: CNMC

PUBLICA

Cuadro 35. Facturación excesos de potencia de un punto de suministro acogido al peaje 6.1TD con equipo de medida Tipo 1, 2 o 3 cuyo ciclo de lectura abarca un cambio de comercializador. Ejemplo (30 noviembre – 31 de diciembre)

Período del 1 de diciembre de 2024 al 15 de diciembre de 2024							
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
Potencia contratada (kW) (A)	30	30	40	40	40	50	
Potencia demandada (kW) (B)							
1	35	43				85	
2	50	43				56	
3	60	57				34	
4	42	39				67	
5	42	41				95	
6	44	50				60	
7	41	56				94	
Exceso de potencia (kW) (C) = ((B) - (A)) ² * 10 ⁻²	44	48	-	-	-	82	
1	25	169	-	-	-	1.225	
2	400	169	-	-	-	36	
3	900	729	-	-	-	-	
4	144	81	-	-	-	1.369	
5	144	121	-	-	-	2.025	
6	196	400	-	-	-	100	
7	121	676	-	-	-	1.936	
Término exceso de potencia (€/kW) (D)	3,566788	3,566788	3,566788	3,566788	3,566788	3,566788	
Coefficiente Kp (E)	1,000000	0,620828	0,482845	0,381770	0,015816	0,015816	
Facturación por exceso de potencia mensual SIN PRORRATEO (€) (F) = (C) * (D) * (E)	156,70	107,23	-	-	-	4,61	268,54
Nº días en que el periodo está activo	1 diciembre-15 diciembre	1 diciembre-15 diciembre				1 diciembre-15 diciembre	
Nº días (F)	15	15				15	
Facturación por exceso de potencia mensual CON PRORRATEO al comercializador saliente (€) (F) = (C) * (D) * (E) * (F) / 31	75,82	51,89	-	-	-	2,23	129,94

Período del 16 de diciembre de 2024 al 31 de diciembre de 2024							
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
Potencia contratada (kW) (A)	30	30	40	40	40	50	
Potencia demandada (kW) (B)							
1	29	27				45	
2	22	53				32	
3	47	26				39	
4	51	32				78	
5	54	43				85	
6	38	57				61	
7	52	47				47	
Exceso de potencia (kW) (C) = ((B) - (A)) ² * 10 ⁻²	43	41	-	-	-	46	
1	-	-	-	-	-	-	
2	-	529	-	-	-	-	
3	289	-	-	-	-	-	
4	441	4	-	-	-	784	
5	576	169	-	-	-	1.225	
6	64	729	-	-	-	121	
7	464	289	-	-	-	-	
Término exceso de potencia (€/kW) (D)	3,566788	3,566788	3,566788	3,566788	3,566788	3,566788	
Coefficiente Kp (E)	1,000000	0,620828	0,482845	0,381770	0,015816	0,015816	
Facturación por exceso de potencia mensual CON PRORRATEO (€) (F) = (C) * (D) * (E)	153,58	91,84	-	-	-	2,60	248,02
Nº días en que el periodo está activo	16 diciembre-31 diciembre	16 diciembre-31 diciembre				16 diciembre-31 diciembre	
Nº días (F)	16	16				16	
Facturación por exceso de potencia mensual CON PRORRATEO al comercializador entrante (€) (F) = (C) * (D) * (E) * (F) / 31	79,27	47,40	-	-	-	1,34	128,01

Fuente: CNMC

PUBLICA

Cuadro 36. Facturación por exceso de potencia de un punto de suministro acogido al peaje 6.1 TD con tipo de punto de medida 4 o 5 cuyo ciclo de lectura abarca un cambio de temporada y un cambio de precio. Ejemplo (28 noviembre – 15 enero)

Período del 29 de noviembre de 2024 al 31 de diciembre de 2024

	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
Potencia contratada (kW) (A)	30	30	30	30	30	30	
Potencia máxima demandada en el periodo (kW) (B)	31	28	32			35	
Exceso de potencia (kW) (C) = (B) - (A)	1	-	2	-	-	5	
Término exceso de potencia (€/kW y día) (D)	0,210170	0,196999	0,098165	0,078732	0,005568	0,005568	
Nº días en que el periodo está activo	1 de diciembre - 31 de diciembre	29 de noviembre - 31 de diciembre	29 de noviembre - 30 de noviembre			29 de noviembre - 31 de diciembre	
Nº días del periodo en el ciclo de facturación (E)	31	32	1			32	
Facturación por exceso de potencia (€) (F2) = (C) * (D) * (E)	6,52	-	0,20	-	-	0,89	7,60

Período del 1 de enero al 15 de enero de 2024

	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
Potencia contratada (kW) (A)	30	30	30	30	30	30	
Potencia máxima demandada en el periodo (kW) (B)	31	28				35	
Exceso de potencia (kW) (C) = (B) - (A)	1	-	-	-	-	5	
Término exceso de potencia (€/kW y día) (D) (1)	0,220679	0,206849	0,103074	0,082668	0,005846	0,005846	
Nº días en que el periodo está activo	1 a 15 de enero	1 a 15 de enero				1 a 15 de enero	
Nº días del periodo en el ciclo de facturación (E)	15	15				15	
Facturación por exceso de potencia (€) (F2) = (C) * (D) * (E)	3,31	-	-	-	-	0,44	3,75
TOTAL Facturación por exceso de potencia (€) (F) = (F1) + (F2)	9,83	-	0,20	-	-	1,33	11,35

(1) Los valores de los precios son meramente a efectos ilustrativos

Fuente: CNMC

PUBLICA

Cuadro 37. Facturación excesos de potencia de un punto de suministro acogido al peaje 6.1TD con equipo de medida Tipo 1, 2 o 3 cuyo ciclo de lectura abarca un cambio de temporada y un cambio de precios. Ejemplo (24 noviembre - 15 enero)

Periodo del 25 de noviembre de 2024 al 31 de diciembre de 2024							
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
Potencia contratada (kW) (A)	30	30	40	40	40	50	
Potencia demandada (kW) (B)							
1	37	36	45			52	
2	35	39	50			53	
Cuarto de hora del periodo p	41	42				55	
4	38	35				50	
5	37	36				49	
6	39	45				41	
7	40	31				55	
Exceso de potencia (kW) (C) = ((B) - (A)) * 10 ¹²	22	23	11	-	-	8	
1	49	36	25	-	-	4	
2	25	81	100	-	-	9	
Cuarto de hora del periodo p	121	144	-	-	-	25	
4	64	25	-	-	-	-	
5	49	36	-	-	-	-	
6	81	225	-	-	-	-	
7	100	1	-	-	-	25	
Término exceso de potencia (€kW) (D)	3,566788	3,566788	3,566788	3,566788	3,566788	3,566788	
Coefficiente Kp (E)	1,000000	0,620828	0,482845	0,381770	0,015816	0,015816	
Facturación por exceso de potencia mensual SIN PRORRATEO (€) (F) = (C) * (D) * (E)	78,87	51,84	19,25	-	-	0,45	150,41
Nº días en que el periodo está activo	1 diciembre-31 diciembre	25 noviembre-31 diciembre	25 noviembre-30 noviembre			25 noviembre-31 diciembre	
Nº días (F)	31	37	6			37	
Facturación por exceso de potencia mensual CON PRORRATEO (€) (F1) = (C) * (D) * (E) * (F) / 52	47,02	36,88	2,22	-	-	0,32	86,45
Periodo del 1 de enero de 2025 al 15 de enero de 2025							
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
Potencia contratada (kW) (A)	30	30	40	40	40	50	
Potencia demandada (kW) (B)							
1	51	31				65	
2	46	26				76	
Cuarto de hora del periodo p	56	51				93	
4	17	43				67	
5	59	56				34	
6	49	34				47	
7	57	19				64	
Exceso de potencia (kW) (C) = ((B) - (A)) * 10 ¹²	57	36	-	-	-	57	
1	441	1	-	-	-	225	
2	256	-	-	-	-	676	
Cuarto de hora del periodo p	676	441	-	-	-	1.849	
4	-	169	-	-	-	289	
5	841	676	-	-	-	-	
6	361	16	-	-	-	-	
7	729	-	-	-	-	196	
Término exceso de potencia (€kW) (D) (1)	3,745127	3,745127	3,745127	3,745127	3,745127	3,745127	
Coefficiente Kp € (1)	1,000000	0,621644	0,482133	0,381740	0,027028	0,015716	
Facturación por exceso de potencia mensual SIN PRORRATEO (€) (F) = (C) * (D) * (E)	215,27	84,04	-	-	-	3,35	302,66
Nº días en que el periodo está activo	1 enero-15 enero	1 enero-15 enero				1 enero-15 enero	
Nº días (F)	15	15				15	
Facturación por exceso de potencia mensual CON PRORRATEO (€) (F2) = (C) * (D) * (E) * (F) / 52	62,10	24,24	-	-	-	0,97	87,31
TOTAL DE LA FACTURACIÓN POR EXCESO DE POTENCIA (F1 + F2)	109,12	61,13	2,22	-	-	1,28	173,75

(1) Los valores de los precios son meramente a efectos ilustrativos

Fuente: CNMC

PUBLICA

5.3.3. Peajes de transporte y distribución aplicables a los puntos de recarga de vehículos eléctricos acceso público (DA2^a)

El despliegue de los puntos de recarga en algunas zonas se está viendo condicionado por disponer únicamente de la posibilidad de conectarse en media tensión a 30 kV, debido a que en dicha tensión no es posible contratar el peaje de aplicación a los puntos de recarga de vehículo eléctricos de acceso público.

En consecuencia, se propone modificar la disposición adicional segunda de la Circular 3/2020, de 15 de enero, con objeto de facilitar el despliegue de la infraestructura de recarga en aquellas zonas en las que no se disponga de red de media tensión. En particular, se propone ampliar las tarifas aplicables a los puntos de recarga de vehículos eléctricos hasta tensiones inferiores a 72,5 kV, a partir de la entrada en vigor de la modificación de la Circular.

A efectos de su aplicación durante el ejercicio 2024, en la disposición transitoria primera de la Circular se recogen los precios de los términos de potencia y energía de aplicación desde la entrada en vigor de la modificación de la disposición adicional segunda hasta el 31 de diciembre de 2024.

5.3.4. Peajes de transporte y distribución aplicables a los puntos de suministro eléctrico a buques.

El 25 de julio el Consejo de la Unión Europea adoptó el Reglamento (UE) 2023/1804 relativo a la implantación de una Infraestructura para los Combustibles Alternativos⁴⁴ (AFIR, por sus siglas en inglés), que establece objetivos y obligaciones nacionales de infraestructura en carreteras, puertos y aeropuertos. Entre otros aspectos, el reglamento AFIR obliga a los estados miembros a disponer en 2030 de infraestructuras y servicios de suministro eléctrico a buques operativos (en adelante, sistemas OPS).

⁴⁴ Reglamento (UE) 2023/1804 del Parlamento Europeo y del Consejo de 13 de septiembre de 2023 relativo a la implantación de una infraestructura para los combustibles alternativos y por el que se deroga la Directiva 2014/94/UE, disponible en <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=DOUE-L-2023-81310>.

Por otra parte, conforme al artículo 6 del Reglamento (UE) 2023/1805⁴⁵ a partir del 1 de enero de 2030 todo buque amarrado en el muelle de un puerto de escala deberá conectarse al suministro de electricidad desde tierra para toda su demanda de electricidad en el punto de atraque. Esto es, solo obliga a los buques a conectarse a sistemas OPS a partir del 2030. En consecuencia, existe un desfase entre la obligación de disponer de sistemas OPS y la obligación de usarlos.

Teniendo en cuenta que, conforme a la Ley de Puertos del Estado⁴⁶, el suministro de energía eléctrica es un servicio portuario que debe prestarse prioritariamente por la iniciativa privada, se hace necesario encontrar fórmulas para que las navieras encuentren competitivo utilizar sistemas OPS frente a la opción de utilizar combustibles fósiles en puertos, de forma que se estimule el interés de la iniciativa privada por ofrecer servicios OPS y crear una curva de demanda progresiva que no genere problemas en la estabilidad de la red.

No obstante, la aplicación directa de los peajes de redes de transporte y distribución los servicios OPS pueden actuar como una barrera económica inicial que dificulte el desarrollo de este tipo de servicios por parte del sector privado debido a su elevado término fijo.

En consecuencia, se hace necesario explorar esquemas tarifarios específicos adaptados a las características del suministro de OPS, que estimulen su uso, sin poner en riesgo la autosuficiencia económica del sistema eléctrico. Estos esquemas tarifarios deberían tener en cuenta las características de dispersión temporal y falta de regularidad de este servicio en algunos puertos.

En tanto no se disponga de la información necesaria que permita la adecuación de la estructura de peajes de la Circular 3/2020, a los puntos de suministro cuyo único objeto sea el suministro de energía eléctrica a embarcaciones se propone que se puedan acoger al peaje de aplicación a la recarga de vehículo eléctricos de acceso público.

⁴⁵ Reglamento (UE) 2023/1805 del Parlamento Europeo y del Consejo de 13 de septiembre de 2023 relativo al uso de combustibles renovables y combustibles hipocarbónicos en el transporte marítimo y por el que se modifica la Directiva 2009/16/CE, disponible en <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=DOUE-L-2023-81311>.

⁴⁶ Real Decreto Legislativo 2/2011, de 5 de septiembre, por el que se aprueba el Texto Refundido de la Ley de Puertos del Estado y de la Marina Mercante, disponible en <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2011-16467>.

PUBLICA

6. ANÁLISIS DEL IMPACTO DE LA MODIFICACIÓN DE LA CIRCULAR 3/2020

6.1. Impactos económicos

6.1.1. Impacto de la modificación de la facturación del término de energía reactiva

La modificación de las condiciones de facturación por energía reactiva contempla, por una parte, el endurecimiento del factor de potencia en el que deben situarse los consumidores, en la medida en que no solo se contempla la energía reactiva inductiva (energía reactiva inyectada en la red) sino también la energía reactiva capacitiva (energía reactiva tomada de la red) durante todos los periodos horarios. Y, por otra parte, una reducción de la penalización en caso de incumplimiento de los umbrales de factor de potencia. En consecuencia, el impacto de la modificación de las condiciones de facturación por energía reactiva dependerá del perfil de consumo concreto de cada consumidor y de su capacidad de adaptación a las modificaciones propuestas.

No obstante, a efectos de valorar mínimamente el impacto sobre los distintos colectivos consumidores, se ha solicitado a las empresas distribuidoras perfiles de carga horarias representativos de distintos colectivos y se ha procedido a facturar a las condiciones vigentes y a las condiciones de esta propuesta de modificación.

En el Cuadro 38 se compara el resultado de la facturación por energía reactiva que resulta de aplicar las condiciones vigentes y la que resulta de considerar los umbrales de factor de potencia de la propuesta para los dos escenarios de precios considerados. Se observa que, la reducción de los términos de energía reactiva respecto de los actualmente vigentes compensa el endurecimiento de los límites permitidos del factor de potencia para los periodos 1 a 5, pero es insuficiente para compensar la introducción de la penalización en el periodo 6, siendo el sector más afectado el de la tracción, seguido por la industria conectada en alta tensión, y el comercio conectado en baja tensión.

PUBLICA

Cuadro 38. Facturación por energía reactiva en las condiciones establecidas en la Circular 3/2020 y en las condiciones de la propuesta de modificación para dos escenarios de precio

Peaje	Actividad	Número de curvas de carga	Energía activa (MWh)	Circular 3/2020			Propuesta de Circular		
				Facturación por energía reactiva capacitiva (€)	Facturación por energía reactiva inductiva (€)	Facturación por energía reactiva total (€)	Facturación por energía reactiva capacitiva (€)	Facturación por energía reactiva inductiva (€)	Facturación por energía reactiva total (€)
3.0 TD	Admon. Pública	10	329.971	-	583.560	583.560	84.357	76.791	161.148
	Comercio	14	241.772	-	198.183	198.183	152.820	6.348	159.167
	Hostelería	10	207.685	-	13.743	13.743	4.666	2	4.668
6.1 TD (P < 450 kW)	Admon. Pública	10	1.512	-	6.701	6.701	2.135	799	2.934
	Agricultura	10	61.543	-	115.181	115.181	-	10.855	10.855
	Comercio	15	4.779	-	4.313	4.313	10.683	594	11.277
6.X TD	Admon. Pública	12	19.865	-	12.341	12.341	4.492	1.147	5.639
	Gran Superficie	10	19.031	-	669	669	5.254	-	5.254
	Hotel	10	10.708	-	1.823	1.823	120	-	120
	Industria	9	169.433	-	540	540	43.987	-	43.987
	Electrointensivos	10	82.501	-	11.299	11.299	18.644	2.175	20.819
	Tracción	5	91.164	-	-	-	3.296.056	-	3.296.056
Total		125	1.239.964	-	948.354	948.354	3.623.214	98.710	3.721.925

Fuente: CNMC

6.1.2. Impacto de la laminación de los desvíos de transporte y distribución de ejercicios anteriores

El impacto de la laminación de los desvíos positivos de ingresos y costes anteriores a 2023 implica imputar en menor medida los desvíos positivos registrados en la liquidación definitiva del ejercicio 2022 con objeto de minimizar la variabilidad de los peajes de ejercicios posteriores. El impacto sobre los distintos grupos tarifarios dependerá de cuánto pesa la retribución del transporte y la distribución en la composición de sus peajes.

En el Cuadro 39 se comparan las variaciones que resultan de aplicar la metodología de la Circular 3/2020 en los términos vigentes y los que resultan de laminar los desvíos en tres años en caso del transporte y en dos años en el caso de la distribución, dado el escenario de demanda del ejercicio 2024. Esto es, se muestra únicamente el impacto de la laminación de los desvíos sobre los peajes, sin considerar el impacto de la actualización de las variables de facturación de cada ejercicio. Se observa que, de mantener la metodología de la Circular 3/2020, los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución se reducirían para todos los consumidores en el ejercicio 2024 para después volver

PUBLICA

a aumentar en el ejercicio 2025 en el caso de los consumidores conectados en distribución, mientras que para los consumidores conectados en la red de transporte se volverían a reducir en 2025 para aumentar sustancialmente en el ejercicio 2026. Esta variabilidad de precios es especialmente relevante para los consumidores acogidos a los peajes 6.3 TD y 6.4 TD, motivado porque la incorporación de los desvíos coincide en el tiempo con la salida de la retribución de las instalaciones con puesta en marcha anterior a 1998.

Con la laminación de desvíos positivos, se compensarían, al menos en parte, los desvíos positivos registrados para los peajes de distribución en la liquidación definitiva del ejercicio 2022 con los desvíos negativos esperados para las liquidaciones definitivas de los ejercicios posteriores como consecuencia del impacto de la STS por la que se estima parcialmente el recurso de I-DE. Asimismo, la laminación de los desvíos de la retribución del transporte permitiría graduar el impacto de salida de la retribución de las instalaciones con puesta en marcha anterior a 1998.

La propuesta de laminar⁴⁷ los desvíos del transporte y la distribución de forma diferenciada para el transporte y la distribución y también de forma diferenciada entre ejercicios, permite modular el impacto de los desvíos, entre ejercicios. Bajo esta alternativa, los consumidores conectados en alta tensión (peajes 6.2 TD, 6.3 TD y 6.4 TD) verían menores reducciones en los peajes del ejercicio 2024 respecto de las que resultan de aplicar la metodología de la Circular, pero también menores aumentos en los peajes de los ejercicios 2025 y 2026. Por su parte los consumidores conectados en baja y media tensión registrarían aumentos en sus peajes en el ejercicio 2024 en lugar de las reducciones que resultarían de aplicar la metodología de la Circular 3/2020, pero, a cambio, los aumentos de precio para el ejercicio 2025 serían sensiblemente inferiores a los que resultarían de aplicar la metodología de la Circular. En términos medios, los peajes del ejercicio 2024 aumentarían un 0,1%, los del ejercicio 2025 aumentarían un 2,9% y los del ejercicio 2026 un 1,3%, frente al -6,5%, el 9,0% y el 6,2% que resultan de aplicar la Circular 3/2020 para los mismos ejercicios.

⁴⁷ Se laminan los desvíos de la retribución del transporte en tres ejercicios (se asigna el 20% del desvío al ejercicio 2025, y el 80% se reparte entre los ejercicios 2025 y 2026 a partes iguales) y los desvíos de la retribución de la distribución en dos ejercicios (aproximadamente, se asigna el 30% del desvío en 2024 y el 70% restante en 2025).

PUBLICA

Cuadro 39. Comparativa de la metodología de la Circular 3/2020 y la propuesta de laminar los desvíos de ejercicios anteriores a 2023

1. Aplicación de la Circular 3/2020 en los términos vigentes

Grupo tarifario	2023	2024	% variación respecto 2023	2025	% variación respecto 2024	2026	% variación respecto 2025
2.0 TD	56,63	53,02	-6,4%	58,60	10,5%	60,96	4,0%
3.0 TD	23,16	21,71	-6,3%	23,87	9,9%	25,03	4,9%
6.1 TD	20,17	18,49	-8,3%	19,83	7,2%	21,57	8,8%
6.2 TD	10,48	8,74	-16,6%	9,02	3,2%	10,38	15,1%
6.3 TD	7,62	6,85	-10,1%	6,77	-1,2%	8,30	22,6%
6.4 TD	7,05	5,20	-26,2%	4,28	-17,7%	6,74	57,5%
Total	29,54	27,30	-7,6%	29,75	9,0%	31,61	6,2%

2. Propuesta de laminar desvíos positivos de ejercicios anteriores

Grupo tarifario	2023	2024	% variación respecto 2023	2025	% variación respecto 2024	2026	% variación respecto 2025
2.0 TD	56,63	56,55	-0,1%	58,34	3,2%	59,14	1,4%
3.0 TD	23,16	23,18	0,1%	23,89	3,1%	24,21	1,4%
6.1 TD	20,17	19,85	-1,6%	20,34	2,5%	20,61	1,3%
6.2 TD	10,48	9,46	-9,7%	9,61	1,7%	9,73	1,2%
6.3 TD	7,62	7,48	-1,9%	7,54	0,8%	7,62	1,1%
6.4 TD	7,05	5,86	-16,9%	5,71	-2,4%	5,76	0,8%
Total	29,54	29,21	-1,1%	30,04	2,9%	30,44	1,3%

Fuente: CNMC

6.1.3. Impacto de la modificación de la modificación de los términos de exceso de potencia

En la base de datos de liquidaciones se dispone de información individualizada de aquellos puntos de suministro conectados en redes de tensión superior a 1 kV y de aquellos puntos conectados en baja tensión con autoconsumo, independientemente de su modalidad.

A efectos de valorar el impacto de la modificación de los términos de excesos de potencia aplicables al modo de facturación mensual del exceso se ha procedido a facturar a aquellos consumidores con información individualizada y con medida tipo 4 y 5 a los que se les facturó por potencia demandada en el ejercicio 2022, a los precios de los términos de exceso de potencia vigente y a los propuestos.

En el Cuadro 40 se resume la información individualizada disponible en la base de datos de liquidaciones de los suministros acogidos a los peajes 3.0 TD y 6.1 TD desagregado por tipo medida y, de este colectivo, los que pagaron por excesos de potencia durante el ejercicio 2022. Asimismo, se muestra la

PUBLICA

facturación por excesos de potencia a los precios vigentes y a los precios propuestos para la mayor parte de los consumidores que en 2022 hicieron frente a facturaciones por excesos de potencia. Se observa que la facturación por excesos de potencia a los precios propuestos se reduce, en términos medios, el 78% para los suministros acogidos al peaje 3.0 TD y el 66% para los suministros acogidos al peaje 6.1 TD.

Cuadro 40. Comparativa de la facturación de los excesos de potencia a los precios vigentes a los que resultan de aplicar la propuesta de modificación de la Circular 3/2020

Suministros con información individualizada.
Años 2022

Peaje	Nº suministros	Potencia facturada (MW)	Consumo (MWh)
3.0 TD			
Tipo 1, 2 y 3	1.876	107	222.165
Tipo 4 y 5	8.774	104	154.102
Total	10.650	211	376.268
6.1 TD			
Tipo 1, 2 y 3	68.980	15.913	62.432.305
Tipo 4 y 5	41.716	573	1.285.947
Total	110.696	16.486	63.718.252

Suministros con información individualizada y con excesos de potencia. Año 2022

Peaje	Nº suministros	Potencia facturada (MW)	Consumo (MWh)
3.0 TD			
Tipo 1, 2 y 3	603	37	90.996
Tipo 4 y 5	3.572	50	95.107
Total	3.572	87	186.103
6.1 TD			
Tipo 1, 2 y 3	48.345	12.485	53.677.310
Tipo 4 y 5	21.754	300	870.759
Total	70.099	12.785	54.548.069

Facturación de los suministros con información individualizada y con excesos de potencia a los precios vigentes y a los precios de la propuesta

Peaje	Nº suministros	Potencia facturada (MW)	Consumo (MWh)	Facturación peajes t&D	Facturación por potencia demandada vigente (€)	Facturación por potencia demandada propuesta (€)	% variación propuesta sobre vigente
3.0 TD	3.077	44	85.120	1.254.875	991.939	223.310	-77,5%
6.1 TD	19.227	289	838.939	15.992.367	14.142.845	4.832.627	-65,8%
Total	22.304	333	924.059	17.247.241	15.134.784	5.055.937	-66,6%

Fuente: CNMC

PUBLICA

6.2. Impacto sobre la competencia

La metodología de peajes propuesta no tendrá impactos sobre la competencia interna, en la medida en que los consumidores de las mismas características deberán hacer frente a los mismos peajes por el uso de las redes de transporte y distribución.

Por otra parte, en la medida en que, como resultado de la implementación de la señal de precios de energía reactiva en el periodo 6 se espera una reducción del coste de los servicios de ajuste del sistema y, en consecuencia, una reducción de la factura de los consumidores se estima que podría tener un impacto beneficioso sobre las industrias sometidas a competencia internacional.

6.3. Otros impactos

Debido al contenido, la modificación de la Circular 3/2020 no presenta impactos por razón de género. Asimismo, ha de señalarse que la misma tiene impacto nulo en la infancia, en la adolescencia, así como en la familia y en materia de igualdad de oportunidades, no discriminación y accesibilidad universal de las personas con discapacidad.

Por el contrario, se espera un impacto positivo sobre el medioambiente y sobre la transición energética, en la medida en que los consumidores respondan a la señal de precio introducida reducirá los costes de inversión en redes y, por tanto, facilitará la electrificación de la economía y la transición energética.

PUBLICA

ANEXO. REDACTADO DE LA CIRCULAR 3/2020 CON CONTROL DE CAMBIOS RESPECTO DE LA VERSIÓN VIGENTE

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.

El 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 a las exigencias derivadas del derecho comunitario en relación a las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del gas natural, modificó, a estos efectos, la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, a fin de transferir a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia las competencias dadas al regulador en la normativa europea.

A través de dicha modificación, la Ley 3/2013, de 4 de junio, citada, asignó 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.

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, modificó el marco tarifario establecido en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre. En particular, diferenció los peajes de acceso destinados a cubrir la retribución de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, en línea con lo dispuesto en la Directiva 2009/72/CE, de los cargos destinados a cubrir el resto de los costes regulados.

El artículo 9 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, establece que la energía autoconsumida de origen renovable, cogeneración o residuos estará exenta de todo tipo de cargos y peajes. En caso de que se produzca una transferencia de energía a través de la red de distribución en instalaciones próximas a efectos de autoconsumo, se podrán establecer las cantidades que resulten de aplicación por el uso de dicha red de distribución. Los excedentes de las instalaciones de generación asociadas al autoconsumo estarán sometidos al mismo tratamiento que la energía producida por el resto de las instalaciones de producción, al igual

PUBLICA

que los déficits de energía que los autoconsumidores adquieran a través de la red de transporte o distribución estarán sometidos al mismo tratamiento que los del resto de consumidores.

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 las mismas. Asimismo, señala que los peajes serán únicos en todo el territorio nacional, que no incluirán ningún tipo de impuestos y que, con carácter general, se actualizarán anualmente. A tal fin, las empresas que realicen las actividades con retribución regulada facilitarán a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia cuanta información sea necesaria. Por último, señala que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aprobará los peajes mediante resolución que se publicará en el «Boletín Oficial del Estado».

La circular se adecua a los principios de buena regulación previstos en el artículo 129 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas, dado que responde a los principios de necesidad y eficacia, siendo el instrumento más adecuado para garantizar la consecución de los objetivos que persigue.

La proporcionalidad de la circular deriva del hecho de contener la regulación imprescindible para determinar la metodología de cálculo de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución. Esto es, establece los principios generales que rigen la metodología de cálculo, las fórmulas para determinar los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución y recoge los procedimientos que han de seguir y la información que han de aportar los distintos agentes para la determinación de los peajes.

Conforme a los principios de eficiencia y transparencia, la metodología de peajes de transporte y distribución establecida en la presente circular consiste en la definición de una estructura de peajes de acceso a las redes de transporte y distribución, así como de unas reglas explícitas para asignar la retribución de las actividades de transporte y la distribución de forma objetiva, transparente, no discriminatoria y siguiendo criterios de eficiencia en el uso de las redes. En este sentido, la asignación de la retribución de transporte y distribución de la metodología se rige según el principio de causalidad de los costes de redes, debido a que cada peaje se calcula en función de los factores que inducen el coste de las redes de transporte y distribución, en particular, de la demanda de diseño de cada nivel de tensión. Asimismo, se imputa la retribución de las redes

PUBLICA

de transporte y distribución teniendo en cuenta el uso que hacen de las mismas, para su suministro, los distintos grupos tarifarios. Por último, se diferencian los términos de facturación de los peajes de transporte y distribución en función de los distintos periodos horarios, incentivando el uso de redes en periodos donde la saturación de redes es menor y se desincentiva el uso de las redes en periodos horarios de mayor demanda del sistema eléctrico donde la probabilidad de saturación de las redes es más elevada.

Asimismo, durante la tramitación se han cumplido todas las exigencias normativas en materia de participación y audiencia de interesados.

Por otra parte, la circular busca generar las menores cargas administrativas para los administrados, así como los menores costes indirectos, fomentando el uso racional de los recursos necesarios.

Al margen de la derogación que se lleva a cabo de la Circular 3/2014, de 2 de julio, 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, hay que tener en cuenta que esta circular desplaza ciertas disposiciones anteriores al Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, que regulaban los peajes de electricidad, disposiciones que, en las materias que son objeto de regulación en esta circular, devienen ahora inaplicables, conforme a lo establecido en el citado Real Decreto-ley.

Por todo lo anterior, conforme a las funciones asignadas por el artículo 7.1.a) de la Ley 3/2013, de 4 de junio, previo trámite de audiencia, y de acuerdo con las orientaciones de política energética establecidas en la Orden TEC/406/2019, de 5 de abril, según las conclusiones alcanzadas a este respecto en la Comisión de Cooperación prevista en el artículo 2 del Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, el Pleno del Consejo de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en su sesión de 15 de enero de 2020, ha acordado, de acuerdo con el Consejo de Estado, emitir la presente circular.

Artículo 1. *Objeto de la circular.*

Constituye el objeto de la presente circular el establecimiento de la metodología para el cálculo anual de los precios de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de electricidad.

Artículo 2. *Ámbito de aplicación.*

PUBLICA

1. La circular será de aplicación para la determinación de los precios de los términos de facturación de los peajes de transporte y distribución aplicables a:

a) Los consumidores en los términos previstos en el artículo 6.1.g) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

b) Los productores de energía eléctrica, por los consumos propios, siempre que utilicen las redes de transporte o de distribución.

c) Las importaciones y exportaciones de energía eléctrica que se realicen a través de interconexiones con países no miembros de la Unión Europea, independientemente del país de origen (importación) o destino (exportación).

d) Las importaciones y exportaciones de energía eléctrica que se realicen a través de las interconexiones intracomunitarias del sistema eléctrico español, en caso de abandono del mecanismo ITC, «Inter-Transmission System Operator Compensation Mechanism», previsto en el Reglamento (UE) No 838/2010 de la Comisión, de 23 de septiembre de 2010, por parte de alguno de los países vecinos interconectados eléctricamente.

2. Quedan exceptuados del pago de peajes:

a) Los productores de energía eléctrica por las inyecciones en la red de transporte o distribución

b) La energía empleada por las empresas de transporte y distribución de energía eléctrica como consumos propios para el funcionamiento de sus instalaciones, que tendrá el mismo tratamiento que las pérdidas en sus redes.

Los consumos propios de la actividad de transporte que sean suministrados desde instalaciones de la red de distribución, se considerarán como puntos frontera entre la red de distribución y la red de transporte.

c) La energía consumida por los bombeos de uso exclusivo para la producción eléctrica.

d) Las baterías de almacenamiento de energía conectadas en la red de transporte o distribución, en los términos definidos en el artículo 2 en del Reglamento 2019/943 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio, relativo al mercado interior de la energía.

3. Asimismo, la circular será de aplicación para la determinación de los pagos por el uso de las redes de los autoconsumidores por la energía consumida de la

PUBLICA

red y por la energía autoconsumida en el caso instalaciones próximas a través de la red.

Artículo 3. Definiciones.

A los efectos de lo establecido en esta circular se entenderá por:

a) Grupo tarifario: Agrupación de suministros con las mismas características de conexión a un mismo nivel de tensión tarifario y con una misma discriminación horaria.

b) Niveles de tensión tarifarios: Niveles de tensión que definen cada peaje de transporte y distribución, esto es NT0 (tensiones iguales o inferiores a 1 kV), NT1 (tensiones superiores a 1 kV e inferiores a 30 kV), NT2 (tensiones iguales o superiores a 30 kV e inferiores a 72,5 kV), NT3 (tensiones iguales o superiores de 72,5 kV e inferiores a 145 kV) y NT4 (tensiones iguales o superiores a 145 kV).

c) Discriminación horaria: Diferenciación de las horas del año en periodos horarios de cada peaje de transporte y distribución.

d) Periodo horario: Agrupación de las horas del año con las mismas características, a efectos de la discriminación horaria de los peajes de transporte y distribución.

e) Términos de facturación: Componentes de la facturación de los peajes de transporte y distribución relacionados con las variables inductoras del coste.

f) Demanda en barras de central: Energía inyectada en la red procedente de las centrales de generación y de las importaciones y deducidos los consumos en bombeo y las exportaciones. Para el traslado de esta energía hasta los puntos de consumo se deben detraer las pérdidas originadas en la red de transporte y distribución.

g) Monótona del sistema: Demanda horaria en barras de central ordenada de mayor a menor para todas las horas en un periodo, por ejemplo, el año.

h) Curva de carga del sistema: Demanda horaria en barras de central para el sistema eléctrico en un periodo, por ejemplo, el año.

i) Curva de carga de un colectivo de consumidores: Demanda horaria en barras de central de un colectivo de consumidores a lo largo de un periodo, por ejemplo, en un año.

PUBLICA

j) Consumos propios de generación: Energía utilizada por los elementos auxiliares de las centrales, necesaria para el funcionamiento de las instalaciones de producción. Los consumos propios incluyen los servicios auxiliares de centrales de producción (suministros de energía eléctrica necesarios para proveer el servicio básico en cualquier régimen de funcionamiento de la central, tales como en carga, arranques, paradas y emergencias) y suministros a equipamientos y accionamientos eléctricos asociados a los diversos procesos de la central (incluyen instalaciones de control, telecomunicaciones, instalaciones mecánicas, fuerza y alumbrado).

k) Consumos propios de transporte y distribución: Consumos correspondientes a los servicios auxiliares que se produzcan en sus instalaciones eléctricas (subestaciones, centros de control, centros de reparto, centros de maniobra y centros de transformación). En ningún caso podrán considerarse como consumos propios los correspondientes a los suministros de oficinas y almacenes fuera del perímetro de las mismas.

Artículo 4. Principios generales.

La metodología de asignación objeto de la presente circular se basa en los siguientes principios tarifarios:

a) Suficiencia. Los peajes de transporte y distribución resultantes de la metodología de la presente circular, garantizan la recuperación de la retribución reconocida a dichas actividades, de acuerdo con las previsiones realizadas.

b) Eficiencia. Los peajes de transporte y distribución calculados con la metodología de la presente circular, asignan la retribución de las redes a cada grupo tarifario según el principio de causalidad, evitando subsidios cruzados entre grupos tarifarios e incentivando la eficiencia en el uso de la red de transporte y distribución.

c) Aditividad. Los peajes de transporte y distribución incluyen de forma aditiva la retribución del transporte y la distribución que les corresponde a cada grupo tarifario.

d) Transparencia y objetividad. Los criterios de asignación de la retribución del transporte y la distribución, la información de entrada y los parámetros aplicados en la metodología están definidos explícitamente en la presente circular y son públicos.

PUBLICA

e) No discriminación en los peajes de transporte y distribución entre los usuarios de la red con las mismas características, esto es, que pertenecen al mismo grupo tarifario.

f) Los peajes de transporte y distribución son únicos en todo el territorio nacional.

Artículo 5. *Costes considerados en la determinación de los peajes de transporte y distribución.*

1. Son objeto de asignación, conforme a la metodología descrita en la presente circular, los siguientes conceptos:

a) La retribución anual de la actividad de transporte, establecida en la correspondiente resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

b) La retribución anual de la actividad de distribución, establecida en la correspondiente resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

2. Se incluyen, en su caso, las revisiones anuales de la retribución de la actividad de transporte y distribución correspondientes a ejercicios anteriores.

3. En la determinación de los peajes de transporte y distribución se incluyen:

a) Los ingresos y pagos resultantes de las conexiones internacionales de electricidad, incluidos los derivados de los mecanismos de asignación de capacidad de intercambio y gestión de congestiones, según se establece en el artículo 19.3 del Reglamento (UE) 2019/943 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, relativo al mercado interior de la electricidad.

b) Las diferencias entre los ingresos inicialmente previstos y los ingresos reales que resulten de la aplicación de los peajes de transporte y distribución de ejercicios anteriores.

Artículo 6. *Definición de la estructura de peajes de transporte y distribución.*

1. Los peajes de transporte y distribución se diferencian por niveles de tensión tarifarios y periodos horarios y constan de un término de facturación por potencia contratada y un término de facturación por energía activa consumida. En su caso, se aplicará también un término de facturación por potencia demandada, cuando

PUBLICA

esta supere la potencia contratada, y un término de facturación por energía reactiva.

2. Los peajes de transporte y distribución de aplicación a los consumidores, a los autoconsumidores por la energía demandada de la red y a los generadores por los consumos propios, son los siguientes:

a) Peaje 2.0TD de aplicación a suministros conectados en redes de tensión no superior a 1 kV, con potencia contratada inferior o igual a 15 kW en todos los periodos. Este peaje consta de dos términos de potencia contratada y de tres términos de energía consumida.

b) Peaje 3.0TD de aplicación a suministros conectados en redes de tensión no superior a 1 kV con potencia contratada superior a 15 kW en alguno de los seis periodos horarios. Este peaje consta de seis términos de potencia contratada y seis términos de energía consumida. Las potencias contratadas en los diferentes periodos serán tales que la potencia contratada en un periodo P_{n+1} sea siempre mayor o igual que la potencia contratada en el periodo anterior P_n .

c) Peaje 6.1TD de aplicación a suministros conectados en tensiones superiores a 1 kV e inferiores a 30 kV (nivel de tensión tarifario NT1). Este peaje consta de seis términos de potencia contratada y seis términos de energía consumida. Las potencias contratadas en los diferentes periodos serán tales que la potencia contratada en un periodo P_{n+1} sea siempre mayor o igual que la potencia contratada en el periodo anterior P_n .

d) Peaje 6.2TD de aplicación a suministros conectados en tensiones iguales o superiores a 30 kV e inferiores a 72,5 kV (nivel de tensión tarifario NT2). Este peaje consta de seis términos de potencia contratada y seis términos de energía consumida. Las potencias contratadas en los diferentes periodos serán tales que la potencia contratada en un periodo P_{n+1} sea siempre mayor o igual que la potencia contratada en el periodo anterior P_n .

e) Peaje 6.3TD de aplicación a suministros conectados en tensiones iguales o superiores a 72,5 kV e inferiores a 145 kV (nivel de tensión tarifario NT3). Este peaje consta de seis términos de potencia contratada y seis términos de energía consumida. Las potencias contratadas en los diferentes periodos serán tales que la potencia contratada en un periodo P_{n+1} sea siempre mayor o igual que la potencia contratada en el periodo anterior P_n .

PUBLICA

f) Peaje 6.4TD de aplicación a suministros conectados en tensiones iguales o superiores a 145 kV (nivel de tensión tarifario NT4). Este peaje consta de seis términos de potencia contratada y seis términos de energía consumida. Las potencias contratadas en los diferentes periodos serán tales que la potencia contratada en un periodo P_{n+1} sea siempre mayor o igual que la potencia contratada en el periodo anterior P_n .

El criterio de potencias contratadas crecientes deberá cumplir en todo caso con las restricciones derivadas de los equipos de medida conforme a lo establecido en el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.

3. Los pagos por el uso de la red de transporte y distribución de aplicación a los autoconsumidores por la energía autoconsumida en el caso de instalaciones próximas a través de red tendrán la siguiente estructura:

a) Peaje 2.0TDA de aplicación a suministros conectados en redes de tensión no superior a 1 kV con potencia contratada inferior o igual a 15 kW en todos los periodos horarios. Este peaje consta de tres términos de energía por la energía autoconsumida.

b) Peaje 3.0TDA de aplicación a suministros conectados en redes de tensión no superior a 1 kV con potencia contratada superior a 15 kW en alguno de los seis periodos horarios. Este peaje consta de seis términos de energía por la energía autoconsumida.

c) Peaje 6.1TDA de aplicación a suministros conectados en tensiones superiores a 1 kV e inferiores a 30 kV (nivel de tensión tarifario NT1). Este peaje consta de seis términos de energía por la energía autoconsumida.

d) Peaje 6.2TDA de aplicación a suministros conectados en tensiones iguales o superiores a 30 kV e inferiores 72,5 kV (nivel de tensión tarifario NT2). Este peaje consta de seis términos de energía por la energía autoconsumida.

e) Peaje 6.3TDA de aplicación a suministros conectados en tensiones iguales o superiores a 72,5 kV e inferiores a 145 kV (nivel de tensión tarifario NT3). Este peaje consta de seis términos de energía por la energía autoconsumida.

f) Peaje 6.4TDA de aplicación a suministros conectados en tensiones iguales o superiores a 145 kV (nivel de tensión tarifario NT4). Este peaje consta de seis términos de energía por la energía autoconsumida.

PUBLICA

4. A las importaciones y exportaciones de energía previstas en los apartados 1.c) y 1.d) del artículo 2 será de aplicación el peaje 6.4TD.

Artículo 7. *Periodos horarios de los peajes de transporte y distribución.*

1. A efectos de la aplicación de la presente metodología, los periodos horarios de los términos de facturación de los peajes de transporte y distribución son los que se definen en el apartado siguiente.

2. La discriminación horaria de seis periodos será de aplicación a los términos de potencia y energía de todos los peajes, con la excepción del peaje 2.0 TD.

La discriminación horaria de seis periodos diferencia las horas del año en seis periodos horarios (de P1 a P6) en función de la temporada, el día de la semana y la hora del día.

a) Definición de las temporadas eléctricas: A efectos de la aplicación en los peajes de transporte y distribución, se considerará el año dividido en cuatro temporadas, incluyendo en cada una de ellas los siguientes meses:

Península

- (i) Temporada alta: enero, febrero, julio y diciembre.
- (ii) Temporada media alta: marzo y noviembre.
- (iii) Temporada media: junio, agosto y septiembre.
- (iv) Temporada baja: abril, mayo y octubre.

Canarias

- (i) Temporada alta: julio, agosto, septiembre y octubre.
- (ii) Temporada media alta: noviembre y diciembre.
- (iii) Temporada media: enero, febrero y marzo.
- (iv) Temporada baja: abril, mayo y junio.

Illes Balears

- (i) Temporada alta: junio, julio, agosto y septiembre
- (ii) Temporada media alta: mayo y octubre.
- (iii) Temporada media: enero, febrero y diciembre.
- (iv) Temporada baja: marzo, abril y noviembre.

Ceuta

- (i) Temporada alta: enero, febrero, agosto y septiembre

PUBLICA

- (ii) Temporada media alta: julio y octubre.
- (iii) Temporada media: marzo, noviembre y diciembre.
- (iv) Temporada baja: abril, mayo y junio.

Melilla

- (i) Temporada alta: enero, julio, agosto y septiembre
- (ii) Temporada media alta: febrero y diciembre.
- (iii) Temporada media: junio, octubre y noviembre.
- (iv) Temporada baja: marzo, abril y mayo.

b) Definición de los tipos de días: A efectos de la aplicación de los peajes de transporte y distribución, los tipos de días se clasifican de la siguiente forma:

- (i) Tipo A: de lunes a viernes no festivos de temporada alta.
- (ii) Tipo B: de lunes a viernes no festivos de temporada media alta.
- (iii) Tipo B1: de lunes a viernes no festivos de temporada media.
- (iv) Tipo C: de lunes a viernes no festivos de temporada baja.
- (v) Tipo D: sábados, domingos, festivos y 6 de enero.

Se consideran a estos efectos como días festivos los de ámbito nacional, definidos como tales en el calendario oficial del año correspondiente, con exclusión tanto de los festivos sustituibles como de los que no tienen fecha fija.

c) Definición de los periodos horarios:

Los horarios a aplicar por tipo de día en la Península son los siguientes:

PUBLICA

Periodo Horario	Tipo de día				
	Tipo A	Tipo B	Tipo B1	Tipo C	Tipo D
P1	De 9 h a 14 h De 18 h a 22 h	-	-	-	
P2	De 8 h a 9 h De 14 h a 18 h De 22 h a 0 h	De 9 h a 14 h De 18 h a 22 h	-	-	
P3	-	De 8 h a 9 h De 14 h a 18 h De 22 h a 0 h	De 9 h a 14 h De 18 h a 22 h	-	
P4	-		De 8 h a 9 h De 14 h a 18 h De 22 h a 0 h	De 9 h a 14 h De 18 h a 22 h	
P5	-			De 8 h a 9 h De 14 h a 18 h De 22 h a 0 h	
P6	De 0 h a 8 h	Todas las horas del día			

Los horarios a aplicar por tipo de día en Illes Balears son los siguientes:

Periodo Horario	Tipo de día				
	Tipo A	Tipo B	Tipo B1	Tipo C	Tipo D
P1	De 10 h a 15 h De 18 h a 22 h	-	-	-	
P2	De 8 h a 10 h De 15 h a 18 h De 22 h a 0 h	De 10 h a 15 h De 18 h a 22 h	-	-	
P3	-	De 8 h a 10 h De 15 h a 18 h De 22 h a 0 h	De 10 h a 15 h De 18 h a 22 h	-	
P4	-		De 8 h a 10 h De 15 h a 18 h De 22 h a 0 h	De 10 h a 15 h De 18 h a 22 h	
P5	-			De 8 h a 10 h De 15 h a 18 h De 22 h a 0 h	
P6	De 0 h a 8 h	Todas las horas del día			

PUBLICA

Los horarios a aplicar por tipo de día en Canarias son los siguientes:

Periodo Horario	Tipo de día				
	Tipo A	Tipo B	Tipo B1	Tipo C	Tipo D
P1	De 10 h a 15 h De 18 h a 22 h	-	-	-	
P2		De 10 h a 15 h De 18 h a 22 h	De 10 h a 15 h De 18 h a 22 h	-	
P3	De 8 h a 10 h De 15 h a 18 h De 22 h a 0 h	De 8 h a 10 h De 15 h a 18 h De 22 h a 0 h		-	
P4	-		De 8 h a 10 h De 15 h a 18 h De 22 h a 0 h	De 10 h a 15 h De 18 h a 22 h	
P5	-			De 8 h a 10 h De 15 h a 18 h De 22 h a 0 h	
P6	De 0 h a 8 h	Todas las horas del día			

Los horarios a aplicar por tipo de día en Ceuta son los siguientes:

Periodo Horario	Tipo de día				
	Tipo A	Tipo B	Tipo B1	Tipo C	Tipo D
P1	De 10 h a 15 h De 19h a 23h	-	-	-	
P2		De 10 h a 15 h De 19h a 23h	De 10 h a 15 h De 19h a 23h	-	
P3		De 8 h a 10 h De 15 h a 19h De 23h a 0 h		De 10 h a 15 h De 19h a 23h	
P4	De 8 h a 10 h De 15 h a 19h De 23h a 0 h		De 8 h a 10 h De 15 h a 19h De 23h a 0 h		
P5	-			De 8 h a 10 h De 15 h a 19h De 23h a 0 h	
P6	De 0 h a 8 h	Todas las horas del día			

PUBLICA

Los horarios a aplicar por tipo de día en Melilla son los siguientes:

Periodo Horario	Tipo de día				
	Tipo A	Tipo B	Tipo B1	Tipo C	Tipo D
P1	De 10 h a 15 h De 19h a 23h	-	-	-	
P2	De 8 h a 10 h De 15 h a 19h De 23 h a 0 h	De 10 h a 15 h De 19h a 23h	-	-	
P3	-	De 8 h a 10 h De 15 h a 19h De 23h a 0 h	De 10 h a 15 h De 19h a 23h	-	
P4	-		De 8 h a 10 h De 15 h a 19h De 23h a 0 h	De 10 h a 15 h De 19h a 23h	
P5	-			De 8 h a 10 h De 15 h a 19h De 23h a 0 h	
P6	De 0 h a 8 h	De 0 h a 8 h	De 0 h a 8 h	De 0 h a 8 h	Todas las horas del día

3. Discriminación horaria de tres periodos

La discriminación horaria de tres periodos será de aplicación al término de energía del peaje 2.0 TD.

La discriminación horaria de tres periodos diferencia las horas del año en tres periodos horarios: periodo 1 (punta), periodo 2 (llano) y periodo 3 (valle). Se consideran horas punta, llano y valle las siguientes:

Invierno y verano (lunes a viernes laborables)					
Península, Illes Balears y Canarias			Ceuta y Melilla		
P1	P2	P3	P1	P2	P3
10h-14h 18h-22h	8h-10h 14h-18h 22h-24h	0h-8h	11h-15h 19h-23h	8h-11h 15h-19h 23h-24h	0h-8h

Se consideran como horas del periodo 3 (valle) todas las horas de los sábados, domingos, el 6 de enero y los días festivos de ámbito nacional, definidos como tales en el calendario oficial del año correspondiente, con exclusión tanto de los festivos sustituibles como de los que no tienen fecha fija.

PUBLICA

4. Discriminación horaria de dos periodos

La discriminación horaria de dos periodos será de aplicación al término de facturación de potencia y excesos de potencia de aplicación al peaje 2.0 TD.

La discriminación horaria de dos periodos diferencia las horas del año en dos periodos horarios: punta-llano y valle. El periodo punta-llano de la discriminación horaria de dos periodos agrupa los periodos P1 (punta) y P2 (llano) de la discriminación horaria en tres periodos, mientras que el periodo valle de la discriminación horaria de dos periodos se corresponde con el periodo 3 de la discriminación horaria de tres periodos.

Artículo 8. *Metodología de asignación de la retribución del transporte y la distribución.*

La metodología de asignación de la retribución reconocida a las actividades de transporte y distribución para establecer los correspondientes peajes, cuyo desarrollo se recoge en el anexo I, consta de las siguientes etapas y responde a los siguientes criterios:

1. Conforme al criterio de suficiencia, se determina la retribución de transporte y de distribución que debe recuperarse anualmente a través de los peajes de transporte y distribución.

2. Conforme al criterio de causalidad, se asigna la retribución del transporte y la distribución por niveles de tensión tarifarios.

3. Conforme al criterio de causalidad y reflejo de costes, se asigna la retribución del transporte y la distribución de cada nivel de tensión tarifario a los términos de facturación de los peajes de transporte y distribución.

4. Conforme al criterio de eficiencia, se asigna la retribución del transporte y distribución de cada nivel de tensión y término de facturación por periodo horario, teniendo en cuenta la participación de los mismos en la punta.

5. Conforme al criterio de aditividad y causalidad, se asigna la retribución de cada nivel de tensión a recuperar por término de facturación y periodo horario al propio nivel de tensión y a niveles de tensión inferiores, según un modelo de red simplificado.

6. Se determinan los términos de facturación de la potencia contratada resultantes de la asignación de la retribución del transporte y la distribución.

PUBLICA

7. Se determinan los términos de facturación de energía consumida resultantes de la asignación de la retribución del transporte y la distribución.

8. Se determinan los términos de facturación de energía consumida de los pagos de transporte y distribución de aplicación a los autoconsumidores por la energía autoconsumida en el caso de instalaciones próximas a través de red.

9. El término del exceso de potencia se determinará de forma que, dada la curva de carga del grupo tarifario y la modalidad de facturación de la potencia demandada, la facturación de peajes de redes que resultaría de considerar la potencia contratada en cada periodo equivalente a la máxima demanda registrada en ese periodo resulta igual o inferior a la facturación que resultaría por la facturación por potencia contratada y por potencia demandada tras las optimización de las potencias contratadas en cada periodo, dado el precio del término del exceso de potencia demanda vigente en el momento de cálculo, con dos restricciones:

a) El resultado de facturar la potencia contratada teórica del periodo 1 es igual o superior al resultado de facturar la potencia contratada optimizada más la facturación por potencia demandada de ese mismo periodo.

b) La facturación por potencia contratada debe ser igual o inferior al resultado de facturar la potencia contratada optimizada más la facturación por excesos de potencia.

c) El término resultante se incrementará en un 20 % al objeto de desincentivar la contratación de potencias inferiores a las realmente demandadas.

10. Los precios del término de energía reactiva de aplicación durante el periodo regulatorio serán los establecidos en el Anexo IV.”

Artículo 9. *Aplicación de los peajes de transporte y distribución de electricidad.*

1. Los peajes de transporte y distribución constan de un término de facturación por potencia contratada, un término de facturación por energía consumida y, ~~en su caso cuando sea de aplicación,~~ un término de facturación por la potencia demandada y un término de facturación por la energía reactiva, ~~los cuales se determinarán de acuerdo con las fórmulas que figuran en los apartados siguientes.~~

PUBLICA

La facturación de los peajes de transporte y distribución se realizará mensualmente, con la excepciones previstas en la normativa vigente, de acuerdo con las fórmulas que figuran en los apartados siguientes.

2. Facturación ~~de por~~ potencia contratada: La facturación ~~de por~~ potencia contratada será el sumatorio resultante de multiplicar la potencia contratada en cada período horario por el precio del término de potencia correspondiente, según la fórmula siguiente:

$$FP = \sum_{p=1}^{p=i} T p_p * P c_p$$

Donde:

FP: Facturación de la potencia.

Tp_p: Precio del término de potencia del periodo horario p, expresado en €/kW y año.

Pc_p: Potencia contratada en el período horario p, expresada en kW.

i: Número de periodos horarios de los que consta el término de facturación de potencia del peaje correspondiente.

La facturación ~~de por~~ potencia contratada se prorrateará por el número de días, o el número de horas en el caso de contratos de duración inferior al día, que comprende el periodo de facturación, considerando que el día de lectura inicial está excluido y el día de lectura final está incluido.

Dentro del ámbito de aplicación internacional referido en los artículos 2.1.c) y 2.1.d), la facturación de potencia, en cada período tarifario, se calculará multiplicando el precio establecido para el término de potencia por la suma de las potencias efectivamente programadas en cada hora divididas por el número total de horas del período.

Si durante el periodo de facturación se hubiera producido una actualización de los precios de los términos de potencia, la facturación de la potencia tendrá en cuenta el número de días de vigencia de los precios de los términos de potencia en el periodo de facturación.

Asimismo, si durante el periodo de facturación producido una modificación de las potencias contratadas en la facturación se tendrá en cuenta el número de días de vigencia cada una de las potencias contratadas durante el periodo de facturación.

PUBLICA

3. Término de facturación ~~de por~~ energía consumida: El término de facturación de energía ~~activa consumida~~ será el sumatorio resultante de multiplicar la energía activa consumida o, en su caso, estimada en cada período horario por el precio del término de energía correspondiente, de acuerdo con la fórmula siguiente:

$$FE = \sum_{p=1}^{p=i} Te_p * E_p$$

Donde:

FE : Facturación por energía, expresada en €.

Te_p : Precio del término de energía del periodo horario p , expresado en €/kWh.

E_p : Energía activa consumida o estimada en el período horario p , expresada en kWh. En el caso de las importaciones y exportaciones de energía se considerará la energía programada en cada periodo horario.

i : Número de periodos horarios de los que consta el término de facturación de energía del peaje correspondiente

4. Término de facturación por la potencia demandada.

a) Control de potencia: El control de la potencia demandada se realizará mediante los aparatos de control y medida de acuerdo con lo dispuesto en el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, aprobado por el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, conforme a lo siguiente:

1) En los puntos de medida tipo 5 con contadores que permitan la discriminación horaria y la telegestión el control de la potencia demandada se realizará mediante la apertura del elemento de corte del contador de energía instalado tarado a las correspondientes potencia o potencias contratadas.

En los puntos de medida tipo 5 ~~donde que~~ no se dispongan de contador que permita la discriminación horaria y la telegestión, el control de la potencia demandada se realizará mediante la instalación del interruptor de control de potencia (ICP) tarado al amperaje correspondiente a la potencia contratada. En este caso la potencia contratada del periodo de punta-llano y del periodo de valle serán la misma.

En los puntos de medida tipo 5 cuando la potencia demandada supere a la potencia contratada se producirá un corte del suministro y, por tanto, no será de aplicación el término de facturación por la potencia demandada.

PUBLICA

~~Alternativamente, e~~ En aquellos casos en que el suministro, por ~~las sus~~ características ~~del suministro, no pueda ser interrumpido~~, el control de potencia se ~~realice~~ realizará mediante la instalación de maxímetro ~~y~~ la potencia contratada no podrá ser inferior a la potencia que, en su caso, figure en el boletín de instalador para los equipos que no puedan ser interrumpidos. A estos suministros sí les será de aplicación el término de facturación por la potencia demandada.

2) En los puntos de ~~suministro con equipo de~~ medida tipo 4, el control de la potencia demandada se realizará mediante la instalación de los correspondientes aparatos de medida que registrarán la potencia cuarto horaria máxima demandada en cada período tarifario.

3) En los puntos de ~~suministro con equipo de~~ medida tipos 1, 2 y 3 el control de la potencia demandada se realizará por medio de las mediciones cuarto-~~horarias~~ de los equipos de medida.

b) Facturación por la potencia demandada: ~~En el caso de que cuando~~ la potencia demandada sobrepase en cualquier período horario ~~el 100 por 100 de~~ a la potencia contratada en el mismo, se procederá, además, a la facturación de los excesos registrados en cada período, de acuerdo con lo siguiente:

1) Puntos de suministro con ~~equipos tipo~~ de medida ~~tipos~~ 4 y 5:

$$F_{EP} = \sum_{p=1}^{P=i} t_p \times 2 \times (Pd_j - Pc_p)$$

$$F_{PD} = \sum_{p=1}^{P=i} tep_p^{4-5} \times (Pd_j - Pc_p) \times n$$

Donde:

F_{EPD} : Facturación ~~en concepto de excesos de~~ potencia demandada, expresado en €.

tep_p^{4-5} : Término de exceso de potencia, expresado en €/kW y día, del peaje correspondiente en el periodo horario p, aplicable a los puntos de suministro con equipos de medida tipos 4 y 5.

Pd_j : Potencia demandada en cada uno de los períodos horario p en que se haya sobrepasado Pc_p , expresada en kW.

PUBLICA

- P_{c_p} : Potencia contratada en el período horario p , expresada en kW.
- i : Número de periodos horarios de los que consta el término de facturación de potencia del peaje correspondiente.
- n : Número de días que comprende el periodo de facturación.

2) Puntos de suministro con equipos tipo de medida ~~tipos~~ 1, 2 y 3:

$$F_{EP} = \sum_{p=1}^{p=i} K_p \times t_{ep} \times \sqrt{\sum_{j=1}^n (Pd_j - Pc_p)^2}$$

$$F_{PD} = \sum_{p=1}^{p=i} tep_p^{1-3} \times \sqrt{\sum_{j=1}^n (Pd_j - Pc_p)^2}$$

Donde:

F_{EPD} : ~~Facturación en concepto de excesos de~~ potencia demandada, expresada en €.

~~K_p : Relación de precios por periodo horario p , calculada como el cociente entre el término de potencia del periodo p respecto del término de potencia del periodo 1 del peaje correspondiente.~~

$tep_p^{1-3} t_{ep}$: Término de exceso de potencia, expresado en €/kW, del peaje correspondiente, en el periodo horario p , aplicable a los puntos de suministro con equipos de medida tipos 1, 2 y 3.

~~El término del exceso de potencia, se determinará de forma que, dado el perfil del consumidor medio de cada peaje, la facturación de acceso que resulte de la optimización de las potencias sea equivalente a la facturación de acceso que resultaría de considerar las potencias contratadas máximas de cada periodo, con la restricción de que la facturación de acceso que resulta para el periodo 1 tras la optimización nunca sea negativa. El término resultante se incrementará en un 20% al objeto de desincentivar la contratación de potencias inferiores a las realmente demandadas.~~

Pd_j : Potencia demandada en cada uno de los cuartos de hora j del período horario p en que se haya sobrepasado Pc_p , expresada en

PUBLICA

kW. En el caso de que el equipo de medida no disponga de capacidad de registro cuartohoraria, se considerará la misma potencia demandada en todos los cuartos de hora.

P_{c_p} : Potencia contratada en el período horario p , expresada en kW.

i : Número de periodos horarios de los que consta el término de facturación de potencia del peaje correspondiente.

3) La facturación por el término de potencia demandada se realizará, con carácter general, mensualmente.

En el caso de que durante el periodo de facturación se produjera un cambio de temporada, en la facturación del término por potencia demandada se tendrá en cuenta el número de días de cada una de las temporadas.

En el caso de que durante el periodo de facturación se produjera una actualización de los precios del término de potencia demandada, en la facturación del término por potencia demandada se tendrá en cuenta el número de días de vigencia de cada uno de los precios.

En el caso de que durante el periodo de facturación se produjera un cambio en la contratación que rompa el ciclo de facturación, como un cambio de potencia contratada, un cambio de titular, una alta, una baja, un cambio de tarifa contratada, un cambio de tensión, un cambio del tipo de autoconsumo, un cambio del tipo de medida, un cambio del tipo de contrato, un cambio en el control de potencia o un cambio de comercializador, la facturación se prorrateará teniendo en cuenta el número de días que afecta al cambio y el número de días del ciclo de facturación.

5. Término de facturación por energía reactiva: ~~El término de facturación por energía reactiva, expresado en €/kVArh,~~ será de aplicación a los sujetos contemplados en el apartado primero del artículo 2 con la excepción de los suministros conectados en baja tensión con potencia contratada inferior o igual a 15 kW en todos los periodos horarios y las importaciones y exportaciones referenciadas en los apartados 1.c) y 1.d), siempre que el factor de potencia se encuentre fuera de los rangos admitidos.

~~Este término se aplicará 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 y únicamente~~

PUBLICA

afectará a dichos excesos. a) Los rangos de factor de potencia admitidos serán los recogidos en la siguiente tabla:

<u>Periodo horario</u>	<u>Puntos de suministro conectados en tensión superior a 220 kV con potencia contratada > 5 MW en algún periodo horario</u>	<u>Resto de puntos de suministro a los que les es de aplicación el término por energía reactiva</u>
<u>Periodo 1</u>	<u>0,95 cap < cos φ > 0,95 ind</u>	<u>0,95 cap < cos φ > 0,90 ind</u>
<u>Periodos 2, 3, 4 y 5</u>	<u>0,98 cap < cos φ > 0,95 ind</u>	<u>0,95 cap < cos φ > 0,90 ind</u>
<u>Periodo 6</u>	<u>cos φ < 1 ind</u>	<u>0,98 < cos φ < 1 ind</u>

b) El factor de potencia (o cos φ) viene definido por la relación existente entre la energía activa (E_a) y la energía reactiva (E_r) en cada uno de los periodos horarios y se calcula conforme a la siguiente fórmula:

$$\cos \varphi_{r,p} = \frac{Ea_p}{\sqrt{Ea_p^2 + Er_p^2}}$$

Donde,

cos φ_{r,p}: factor de potencia registrado en el periodo horario p, con dos cifras decimales, cuyo redondeo se hará por defecto o por exceso, según que la tercera cifra decimal despreciada sea o no menor que 5.

Ea_p: energía activa registrada por el contador, expresada en kWh.

Er_p: energía reactiva registrada por el contador, expresada en kVArh.

Para el cálculo de la energía reactiva en el periodo horario p (Er_p) los equipos de medida registran la energía reactiva de los cuadrantes I (QR1) y IV (QR4) por cada período horario. La energía reactiva será el saldo neto obtenido como diferencia entre las energías reactivas de los cuadrantes QR1 y QR4. Si la diferencia es positiva, el factor de potencia

PUBLICA

es inductivo. En caso de resultar negativa, el factor de potencia es capacitivo.

c) La facturación por energía reactiva será de aplicación al exceso de energía reactiva de cada periodo, siempre que el factor de potencia se encuentre fuera de los umbrales establecidos para cada periodo, conforme a la siguiente fórmula:

$$FER = \sum_{p=1}^{p=6} Ter_p \times (|Er_p| - Erl_p)$$

Donde:

FER: Facturación por energía reactiva, expresada en €.

Ter_p: Término de de energía reactiva, expresado en €/kVArh.

Er_p: Energía reactiva registrada en el período horario *p*, expresada en kVArh.

Nótese que, a efectos de la facturación, en la fórmula se toma la energía reactiva en valor absoluto.

Erl_p: Energía reactiva límite a partir de la cual se penaliza en el periodo horario *p*, expresada en kVArh, que se determinará conforme a la siguiente fórmula.

$$Erl_p = Ea_p \times \left(\sqrt{\frac{1 - \cos \varphi_{a,p}^2}{\cos \varphi_{a,p}^2}} \right)$$

Donde:

Ea_p: energía activa registrada en el periodo horario *p*, expresada en kWh.

cos φ_{a,p}: rango de factor de potencia admitido para el periodo *p*, según se establece en el apartado a).

d) Los consumidores a los que se les facture el término de energía reactiva deberán disponer del contador de energía reactiva permanentemente instalado.

PUBLICA

Artículo 10. Peajes de aplicación a contratos de duración inferior al año.

1. Los peajes de aplicación a contratos de duración inferior a un año serán de aplicación a aquellos contratos cuya duración prevista en el momento de contratación sea inferior al año, independientemente del tipo de contrato de que se trate.

2. Los términos de potencia de los peajes de aplicación a los contratos de duración inferior a un año se incrementarán en los siguientes porcentajes, dependiendo de la duración de los mismos:

Duración de los contratos (D)	Porcentaje de recargo
$D \leq 3$ meses	135%
$3 \text{ meses} < D \leq 4$ meses	90%
$4 \text{ meses} < D \leq 5$ meses	63%
$5 \text{ meses} < D \leq 6$ meses	45%
$D > 6$ meses	32%

3. A efectos de facturar estos contratos, se aplicará al término de potencia el recargo correspondiente a una duración del contrato inferior a tres meses, procediéndose en la última factura a la regularización de los importes facturados para adecuarse a la efectiva duración del contrato.

Artículo 11. Coeficientes de pérdidas.

Los coeficientes de pérdidas para traspasar la energía suministrada en contador a energía suministrada en barras de central a los efectos de las liquidaciones previstas en el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, son los recogidos en el cuadro siguiente:

PUBLICA

Nivel de tensión	Periodos horarios					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	16,7%	16,3%	18,0%			
3.0 TD	16,6%	17,5%	16,5%	16,5%	13,8%	18,0%
6.1 TD	6,7%	6,8%	6,5%	6,5%	4,3%	7,7%
6.2 TD	5,2%	5,4%	4,9%	5,0%	3,5%	5,4%
6.3 TD	4,2%	4,3%	4,0%	4,0%	3,0%	4,4%
6.4 TD	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%	1,5%	1,7%

Artículo 12. Obligaciones de información.

1. La información que sirve de base para la asignación de la retribución reconocida a las actividades de transporte y distribución se actualizará con carácter anual en función de la información proporcionada por el Operador del Sistema y las empresas distribuidoras a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

2. El Operador del Sistema y las empresas distribuidoras deberán proporcionar a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, con carácter anual y en el plazo que se establezca, la siguiente información:

a) El Operador del Sistema deberá remitir:

(i) Demanda eléctrica en barras de central desagregada por sistema (Península, Illes Balears, Canarias, Ceuta y Melilla) prevista para el cierre del ejercicio en curso y para los seis ejercicios siguientes. Se deberán aportar, al menos, tres escenarios de previsión de demanda (superior, central e inferior) junto con la descripción detallada de las hipótesis consideradas, especificando el efecto laboralidad, el efecto temperatura y el efecto actividad económica.

(ii) Escenarios de cobertura para cada uno de los escenarios de previsión de la demanda en barras de central remitidos conforme al punto anterior, desglosada por tecnologías, incluyendo detalle de la energía vertida por las instalaciones de producción renovable, cogeneración de alta eficiencia y residuos y el desglose del saldo físico internacional, entre importaciones y exportaciones.

(iii) Balances de potencia desagregados por niveles de tensión para la hora de mayor demanda de cada periodo horario de la discriminación horaria en seis periodos establecida para el sistema peninsular, balear y canario correspondientes al último ejercicio con información completa.

PUBLICA

(iv) Balances de energía desagregados por niveles de tensión referentes al último ejercicio con información completa, así como su desagregación por periodo horario de la discriminación horaria en seis periodos establecida para el sistema peninsular, balear y canario correspondientes al último ejercicio con información completa.

(v) Demanda en barras de central horaria de cada uno de los sistemas Península, Illes Balears, Canarias, Ceuta y Melilla correspondiente al último ejercicio con información completa.

(vi) Cualquier otra información que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia considere necesario aportar para la aplicación de la presente metodología.

b) Las empresas distribuidoras, bien directamente o a través de las asociaciones de distribuidores a las que pertenezcan cuando se trate de empresas con menos de 100.000 clientes conectados a sus redes, deberán remitir:

(i) Previsiones del número de clientes, consumos, potencias y facturaciones, desagregadas por peaje de transporte y distribución, junto con la descripción de las hipótesis que hayan sido consideradas en cada caso, para el cierre del ejercicio y para los seis ejercicios siguientes. Adicionalmente, se incluirá la misma información para el último ejercicio cerrado.

(ii) Previsión sobre el número de suministros acogidos a autoconsumo y volumen de autoconsumo para el cierre del ejercicio y para los seis ejercicios siguientes, desagregado por nivel de tensión y modalidad de autoconsumo.

(iii) La curva de carga horaria por grupo tarifario resultante de la agregación de las curvas de carga horarias de los clientes con medida horaria correspondiente al último ejercicio con información anual completa.

(iv) Cualquier otra información que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia considere necesario aportar para la aplicación de la presente metodología.

c) Adicionalmente, las empresas distribuidoras de más de 100.000 clientes conectados a sus redes deberán enviar la siguiente información correspondiente al último ejercicio con información completa:

PUBLICA

(i) Balances de potencia desagregados por nivel de tensión para la hora de mayor demanda de cada periodo horario de la discriminación horaria en seis periodos establecida para el sistema peninsular, sistema balear y sistema canario correspondientes al último ejercicio con información completa.

(ii) Balances de energía desagregados por niveles de tensión referentes al último ejercicio con información completa, así como su desagregación por periodo horario de la discriminación horaria en seis periodos establecida para el sistema peninsular, sistema balear y sistema canario correspondientes al último ejercicio con información completa.

3. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrá supervisar los criterios de la información solicitada, la calidad de la misma y solicitar, si se considera necesario, su correspondiente revisión.

4. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia publicará antes del 30 de junio de cada año en su página web los formularios electrónicos incluyendo, en su caso, los criterios que deberán seguir los sujetos afectados para cumplimentar la información solicitada, indicando la forma de envío y los plazos de remisión.

Artículo 13. *Publicación de los peajes de transporte y distribución según la metodología establecida e información que sirve para su cálculo.*

1. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia calculará anualmente y publicará en el «Boletín Oficial del Estado» mediante resolución los valores de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución, así como las cuantías de la retribución de las actividades de transporte y distribución de electricidad, conforme se establece en el artículo 7.1 bis de la Ley 3/2013, de 4 de junio.

2. Adicionalmente, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia publicará en su página web la siguiente información agregada que ha servido para el cálculo de los peajes de transporte y distribución:

a) Resolución por la que se establece la retribución de las actividades de transporte y distribución y los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución.

b) Memoria justificativa que acompaña a la resolución.

c) Previsión de la demanda en barras de central, desglosada por sistema.

PUBLICA

- d) Previsión del número de clientes, consumos, y potencias contratadas, desagregadas por grupos tarifarios.
- e) Curvas de carga horaria por grupos tarifarios correspondientes al último ejercicio con información completa.
- f) Balances de potencia y energía agregados según el modelo simplificado de red, conforme al anexo III.
- g) Coeficientes de asignación de la retribución del transporte y de la distribución a los grupos tarifarios (1 y 1 calculados conforme al anexo II).
- h) Número de horas del periodo de punta a aplicar anualmente en función del perfil de las curvas de carga por grupos tarifarios.
- i) Modelo de cálculo simplificado, que permita a los usuarios de la red calcular los peajes de transporte y distribución para el periodo tarifario y cada uno de los periodos tarifarios del resto del periodo regulatorio.
- j) Cualquier otra información que se considere necesaria para la aplicación de la metodología establecida en la presente circular, a efectos de la determinación de los correspondientes peajes de transporte y distribución.

Artículo 14. *Parámetros que se han de aplicar para determinar los peajes de transporte y distribución.*

Para la aplicación de la metodología de cálculo de los peajes de transporte y distribución se aplicarán los siguientes parámetros:

1. Los porcentajes de reparto de la retribución de la distribución por niveles de tensión tarifarios serán los establecidos en el apartado 1 del anexo II.
2. Los porcentajes de asignación de los costes anuales de transporte y distribución que se recuperan por el término de potencia y por el término de energía por niveles de tensión tarifarios resultantes de la aplicación de la metodología para los seis años del periodo regulatorio son los definidos en el apartado 2 del anexo II.

“Artículo 15. Tratamiento de desvíos positivos de ejercicios anteriores

1. Por circunstancias especiales debidamente justificadas y con el fin de mantener la estabilidad de los peajes se podrá no imputar al ejercicio de

PUBLICA

establecimiento de los peajes la totalidad de los desvíos positivos correspondientes a ejercicios anteriores.

La aplicación de esta excepción será objeto de expresa motivación tanto en lo relativo a su necesidad como en lo referente al importe que, en su caso, no sea objeto de imputación. Las señaladas circunstancias especiales podrán consistir, entre otras, en procedimientos judiciales en tramitación de los que pueda resultar un impacto negativo en los peajes de ejercicios futuros.”

2. A los efectos anteriores, y con fines meramente operativos se abrirán sendas cuentas en régimen de depósito con destino específico para cada una de las actividades: transporte y distribución.

Disposición adicional primera. *Revisión de la metodología de asignación de peajes de transporte y distribución.*

1. Con carácter general, la metodología establecida en la presente circular será revisada cada seis años.

2. No obstante, se podrá revisar la metodología a mitad del primer periodo regulatorio, que finalizará el 31 de diciembre de 2025, a efectos de incorporar, en su caso, los resultados que se obtengan del grupo de trabajo previsto en el apartado 3.

Adicionalmente, la metodología podrá revisarse, con carácter excepcional, si se producen cambios regulatorios que afecten a la estructura o a los componentes que se enumeran en el artículo 5 o modificaciones en la normativa europea con impacto en la misma, ya sea directo o indirecto.

3. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia creará un grupo de trabajo con el fin de analizar en profundidad, a efectos de la revisión de la metodología, la necesidad de mejorar las señales de precios a los usuarios de las redes, teniendo en cuenta, entre otros, el impacto del autoconsumo, el almacenamiento de energía, la agregación de consumos y la participación de la demanda en la prestación de servicios.

El grupo de trabajo será dirigido por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y estará integrado por representantes del operador del sistema, los transportistas, distribuidores, comercializadores y consumidores.

Disposición adicional segunda. *Peajes de transporte y distribución aplicables a los puntos de recarga de vehículos eléctricos acceso público.*

PUBLICA

1. El titular de un punto de suministro para recarga de vehículo eléctrico de acceso público podrá solicitar la aplicación del peaje regulado en esta disposición ante el distribuidor, directamente o a través de su comercializadora, como opción alternativa a los peajes generales. Para ello, deberá acreditar:

a) Que el punto de suministro será de utilización exclusiva para la recarga de vehículos eléctricos.

b) Que el punto de recarga será de acceso público.

2. Los peajes para recarga de vehículos eléctricos podrán ser de aplicación a aquellos puntos de suministro en redes de tensión inferior a ~~30~~72,5 kV y con potencia contratada superior a 15 kW.

3. Los peajes de aplicación a los puntos de recarga de vehículo eléctricos de acceso público son los siguientes:

a) Peaje 3.0TDVE de aplicación a puntos de suministro para recarga de vehículos eléctricos conectados en redes de tensión no superior a 1 kV y con potencia contratada superior a 15 kW en alguno de los seis periodos horarios. Este peaje consta de seis términos de potencia contratada y seis términos de energía consumida. Las potencias contratadas en los diferentes periodos serán tales que la potencia contratada en un periodo P_{n+1} sea siempre mayor o igual que la potencia contratada en el periodo anterior P_n .

b) Peaje 6.1TDVE de aplicación a puntos de suministro para recarga de vehículos eléctricos conectados en tensiones superiores a 1 kV e inferiores a 30 kV (nivel de tensión tarifario NT1). Este peaje consta de seis términos de potencia contratada y seis términos de energía consumida. Las potencias contratadas en los diferentes periodos serán tales que la potencia contratada en un periodo P_{n+1} sea siempre mayor o igual que la potencia contratada en el periodo anterior P_n .

c) Peaje 6.2TDVE de aplicación a puntos de suministro para recarga de vehículos eléctricos conectados en tensiones igual o superiores a 30 kV e inferiores a 72,5 kV (nivel de tensión tarifario NT2). Este peaje consta de seis términos de potencia contratada y seis términos de energía consumida. Las potencias contratadas en los diferentes periodos serán tales que la potencia contratada en un periodo P_{n+1} sea siempre mayor o igual que la potencia contratada en el periodo anterior P_n .

PUBLICA

4. Los peajes para la recarga de vehículo eléctrico se determinarán de la siguiente forma:

a) Los términos de potencia se determinarán de forma que recupere el 20% de la facturación por peajes de transporte y distribución de los correspondientes peajes de acceso establecidos en el artículo 6.2 apartados b) y c) supuesta una utilización del punto del 10%.

b) Los términos de energía se determinarán de forma que recupere el 80% de la facturación por peajes de transporte y distribución de los correspondientes peajes de acceso establecidos en el artículo 6.2 apartados b) y c) supuesta una utilización del punto del 10%.

c) A los peajes para recarga de vehículos eléctricos les serán de aplicación los mismos términos de facturación por exceso de potencia y energía reactiva, así como los mismos coeficientes de pérdidas que los que se aplican a los correspondientes peajes generales del nivel de tensión al que estén conectados.

5. En el caso de que se detectara que el punto de suministro no es de dedicación exclusiva a la carga de vehículos eléctricos de acceso público, se procederá a la refacturación del mismo aplicando los correspondientes peajes de acceso a las redes de transporte y distribución con una penalización del 20%.

6. Este peaje será de aplicación durante el período regulatorio 2020-2025.

Disposición adicional tercera. *Procedimiento de aplicación de los peajes de acceso a los consumos propios de instalaciones de producción de electricidad.*

1. En el plazo de tres meses desde la entrada en vigor de la presente circular, el operador del sistema remitirá a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia una propuesta para la determinación de criterios homogéneos a efectos de la aplicación de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica por los consumos propios de la instalación de producción.

2. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia someterá a trámite de audiencia la propuesta del operador del sistema y establecerá mediante resolución el citado procedimiento de aplicación.

Disposición transitoria primera. *Adaptación de los equipos, los sistemas de facturación y los contratos.*

PUBLICA

1. Las empresas distribuidoras y comercializadoras adaptarán los equipos de medida, los sistemas de facturación y los contratos a lo dispuesto en esta circular antes del 1 de junio de 2021.

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia adaptará a lo dispuesto en esta circular los ficheros de intercambio de información entre distribuidores y comercializadores en el plazo de tres meses desde la publicación de la misma.

2. Las potencias contratadas por periodo de los consumidores se mantendrán, en tanto estos no las modifiquen en sus contratos, con la excepción de las potencias contratadas por periodos de los consumidores conectados a redes de baja tensión y tensión comprendida entre 1 y 36 kV con potencia contratada igual o inferior a 450 kW en todos los periodos, para los que se aplicará la siguiente regla:

a) Para los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada igual o inferior a 15 kW, la potencia contratada en el periodo valle será la potencia que tiene contratada el consumidor a la entrada en vigor de la presente circular, en tanto el consumidor no modifique dicha potencia.

b) Para los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada superior a 15 kW y los conectados en tensión comprendida entre 1 y 36 kV con potencia contratada igual o inferior a 450 kW en todos los periodos:

1) La potencia contratada del periodo 1 del peaje de seis periodos será igual a la potencia contratada en el periodo 1 del peaje al que estuviera acogido el consumidor a la entrada en vigor de la circular.

2) La potencia contratada en los periodos 2, 3, 4 y 5 del peaje de seis periodos será igual a la potencia contratada en el periodo 2 peaje al que estuviera acogido el consumidor a la entrada en vigor de la circular. En caso de incumplir el criterio de potencias crecientes, la potencia contratada en los periodos 2, 3, 4 y 5 será igual a la potencia contratada en el periodo 1.

3) La potencia contratada en el periodo 6 del peaje en seis periodos será igual a la potencia contratada en el periodo 3 del peaje al que estuviera acogido el consumidor a la entrada en vigor de la circular. En caso de incumplir el criterio de potencia crecientes, la potencia contratada en el periodo 6 será igual a la potencia contratada en el periodo 5.

PUBLICA

3. El consumidor tendrá derecho a adaptar las potencias contratadas por periodo horario a los periodos definidos en la circular sin coste alguno, independientemente de si hubiera realizado un cambio de potencia en los doce meses anteriores.

4. Las empresas comercializadoras informarán de forma clara y transparente a los consumidores de la nueva estructura de peajes junto con cada una de las facturas que les remitan desde la entrada en vigor de esta circular hasta la efectiva aplicación de los precios que resulten de la aplicación de la misma.

5. Durante el periodo transitorio de adaptación de los sistemas establecido en el punto 1, las empresas distribuidoras aplicarán los peajes de acceso y condiciones de facturación que estuvieran en vigor con anterioridad a la entrada en vigor de la presente circular.

6. Las empresas distribuidoras comunicarán a las comercializadoras el momento en el que se ha adaptado el equipo de medida.

~~**Disposición transitoria segunda. Facturación por energía capacitiva en el periodo de valle.**~~

~~1. Durante el primer periodo regulatorio, todos los consumidores conectados en niveles de tensión superior a 1 kV deberán mantener de forma horaria un factor de potencia superior a 0,98 capacitivo en el periodo 6.~~

~~2. Fuera del rango capacitivo anteriormente indicado, será de aplicación una penalización de 0,05 Euro/kVArh.~~

~~3. La Comisión Nacional de los Mercados y Competencia podrá modificar la penalización establecida en el punto 2 mediante resolución, si el análisis de la información disponible o el cambio del comportamiento de los consumidores, lo hiciera aconsejable.~~

Disposición transitoria segunda. Facturación por energía reactiva

1. Los rangos de factor de potencia admitidos establecidos en el artículo 9 no serán de aplicación hasta el 1 de enero de 2026.

2. Hasta el 1 de enero de 2026 serán de aplicación los siguientes rangos de factor de potencia admitidos:

PUBLICA

<u>Periodo horario</u>	<u>Rangos de factor de potencia admitidos</u>
<u>Periodo 1 a 5</u>	<u>$\cos \varphi \geq 0,95$ inductivo y cualquier $\cos \varphi$ capacitivo</u>
<u>Periodo 6</u>	<u>$\cos \varphi \geq 0,98$ capacitivo y cualquier $\cos \varphi$ inductivo</u>

El precio del término de energía reactiva (€/kVAh) para factores de potencia fuera de rango serán los siguientes:

<u>Periodo horario</u>	<u>Factor de potencia</u>	<u>Término de energía reactiva (€/kVAh)</u>
<u>Periodo 1 a 5</u>	<u>$0,80 \text{ ind} \leq \cos \varphi < 0,95 \text{ ind}$</u>	<u>0,041554</u>
	<u>$\cos \varphi < 0,80 \text{ ind}$</u>	<u>0,062332</u>
<u>Periodo 6</u>	<u>$\cos \varphi < 0,98 \text{ cap}$</u>	<u>0,00000</u>

3. La Comisión Nacional de los Mercados y Competencia podrá modificar la penalización establecida en el punto 2 mediante resolución, si el análisis de la información disponible o el cambio del comportamiento de los consumidores, lo hiciera aconsejable.

4. Los comercializadores o distribuidores, cuando los consumidores contratan directamente el acceso a las redes, deberán informar a los consumidores sobre los nuevos factores de potencia y precios de los términos de energía reactiva que serán de aplicación a partir del 1 de enero de 2026, así como sobre cuál hubiera sido la facturación por el término de energía reactiva que hubiera resultado de aplicar los nuevos factores de potencia y los precios.

A los efectos anteriores, en Anexo V se recoge el modelo de comunicación que se deberá remitir a los consumidores a los que les es de aplicación la facturación por energía reactiva, junto con las facturas.

La obligación de informar a los consumidores será de aplicación a los seis meses siguientes a la aprobación de la Resolución por la que se actualicen los

PUBLICA

formatos de intercambio de información con objeto de incorporar la información necesaria para el cumplimiento de dicha obligación. Todo ello sin perjuicio de que empleen, adicionalmente, todos aquellos medios que consideren oportunos para la efectiva información de los cambios anteriores a los consumidores.

Disposición transitoria tercera. *Impacto gradual de la aplicación de la metodología.*

1. Conforme a la disposición final tercera del Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero las variaciones de los peajes que resulten de la metodología de la circular se trasladarán, según corresponda, de forma gradual en un periodo máximo de cuatro años desde la entrada en vigor de la metodología de cálculo de cargos que establezca el Gobierno.

2. La Comisión Nacional de los Mercados y Competencia determinará en la resolución por la que se establezcan los valores de los peajes de transporte y distribución prevista en el artículo 7.1 bis de la Ley 3/2013, de 4 de junio, el procedimiento para trasladar las variaciones de precios de los peajes durante dicho periodo transitorio.

Disposición transitoria cuarta. *Precios de los términos de potencia y energía del peaje de aplicación a los puntos de suministro de acceso público dedicados a la recarga de vehículos eléctricos conectados en redes de tensión igual o superior a 30 kV e inferior a 72,5 kV.*

Los precios de los términos de potencia y energía de aplicación a los puntos de recarga del vehículo eléctrico conectados en redes de tensión igual o superior a 30 kV e inferior a 72,5 kV desde la entrada en vigor de la Circular y hasta el 31 de diciembre de 2024 serán los siguientes:

Peaje T&D	Término de potencia del peaje 6.2 TDVE (€/kW año)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
Transporte	1,090601	0,700030	0,476764	0,383132	0,020848	0,020848
Distribución	1,833144	1,247453	0,772897	0,656358	0,032219	0,032219
Peaje T&D	2,923745	1,947483	1,249661	1,039490	0,053067	0,053067

PUBLICA

Peaje T&D	Término de energía del peaje 6.2 TDVE (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
Transporte	0,035067	0,018189	0,011338	0,008316	0,000527	0,000323
Distribución	0,058722	0,033380	0,017785	0,013600	0,001439	0,000396
Peaje T&D	0,093789	0,051569	0,029123	0,021916	0,001966	0,000719

Disposición transitoria quinta. Peajes de aplicación para el suministro eléctrico a buques.

1. En tanto no se disponga de la información necesaria que permita la adecuación de la estructura de peajes de la Circular 3/2020, a los puntos de suministro cuyo único objeto sea el suministro de energía eléctrica a embarcaciones les será de aplicación los peajes establecidos en la disposición adicional segunda de la Circular 3/2020, de 15 de enero.

2. A los efectos anteriores, el titular del punto de suministro deberá acreditar:

a) Que el punto de suministro será de utilización exclusiva para el suministro a embarcaciones.

b) Que el punto de suministro será de acceso público.

3. El titular del punto de suministro o el comercializador cuando actúe en representación de este, deberá aportar al distribuidor:

a) Certificado de instalación.

b) Declaración en la que se ponga de manifiesto que el punto de suministro será de acceso público y de uso exclusivo para el suministro de energía a embarcaciones. Esta declaración deberá acompañar a la solicitud de contratación de acceso a la red como documentación requerida para su aceptación por el distribuidor. La declaración se realizará conforme al modelo publicado para la acreditación del punto de recarga del vehículo eléctrico de acceso público sustituyendo las referencias al mismo por el suministro de electricidad a buques.

Disposición derogatoria única. Derogación normativa.

PUBLICA

Queda derogada la Circular 3/2014, de 2 de julio, 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.

Disposición final única. *Entrada en vigor.*

La presente circular entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

Madrid, 15 de enero de 2020.–El Presidente de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, José María Marín Quemada.

ANEXO I

Metodología de asignación de la retribución de la actividad de transporte y de distribución

1. *Determinación de la retribución de las actividades de transporte y distribución que se debe recuperar a través de los peajes*

a) Determinación de la retribución de la actividad de transporte que se debe recuperar a través de los peajes de transporte: La retribución que se debe recuperar a través de los peajes de transporte se calculará aplicando la siguiente fórmula:

$$CT_n = R_{T,n} \pm TSO_n \pm D_T$$

Donde:

CT_n : Retribución del transporte a recuperar con cargo al peaje de transporte en el ejercicio n

$R_{T,n}$: Retribución a la actividad de transporte prevista para el año n de determinación de peaje de transporte.

TSO_n : Previsión del resultado de ingresos/pagos resultantes de las conexiones internacionales de electricidad, incluidos los derivados de los mecanismos de asignación de capacidad de intercambio y gestión de congestiones que

PUBLICA

estén establecidos en la normativa vigente para el año de determinación de los peajes de transporte y distribución.

D_T : Desvíos en retribución e ingresos ~~previstos~~ de ejercicios anteriores correspondientes imputables a la actividad de transporte.

El desvío de retribuciones e ingresos de ejercicios anteriores (D_T) se calculará conforme a la siguiente fórmula:

$$D_T = DR_T \pm DIC_T + DTSO \pm L_T$$

Donde,

DR_T : Revisiones de la retribución de la actividad de transporte correspondientes a ejercicios anteriores no contempladas en la determinación de peajes de transporte de los ejercicios correspondientes, que se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$DR_T = \sum_{j=n-1}^{\infty} (R_{T,j} - RR_{T,j})$$

Donde,

$R_{T,j}$: Retribución de la actividad de transporte reconocida en el año j.

$RR_{T,j}$: Revisión de la retribución de la actividad de transporte reconocida en el año j.

DIC_T : Diferencia entre los ingresos previstos por peajes de transporte en año n-2 y los ingresos por peajes de transporte reales considerados en la Liquidación provisional 14 del ejercicio n-2, calculado según la siguiente fórmula:

PUBLICA

$$DIC_T = IC_{T,n-2} - ICR_{T,n-2}$$

Donde,

$IC_{T,n-2}$: Ingresos por peajes de transporte previstos en el año n-2, para consumidores de energía eléctrica.

$ICR_{T,n-2}$: Ingresos por peajes de transporte del año n-2 para consumidores registrados en la Liquidación provisional 14 del sector eléctrico.

$DTSO$: Diferencia entre los importes previstos y reales de los ingresos/pagos resultantes de las conexiones internacionales, incluidos los derivados de los mecanismos de asignación de capacidad de intercambio y gestión de congestiones que estén establecidos en la normativa vigente para el año de determinación de los peajes de transporte y distribución, calculado según la siguiente fórmula:

$$DTSO = TSO_{n-2} - TSOR_{n-2}$$

Donde,

TSO_{n-2} : Ingresos/pagos resultantes de las conexiones internacionales incluidos los derivados de los mecanismos de asignación de capacidad de intercambio y gestión de congestiones que estén establecidos en la normativa vigente para el año de determinación de los peajes de transporte y distribución previstos en el año n-2.

$TSOR_{n-2}$: Ingresos/pagos resultantes de las conexiones internacionales incluidos los derivados de los mecanismos de asignación de capacidad de intercambio y gestión de congestiones que estén establecidos en la normativa vigente para el año de determinación de los peajes de transporte y distribución reales en el año n-2.

L_T : Laminación de desvíos positivos de ejercicios anteriores imputables a la actividad de transporte en el año n.

PUBLICA

b) Determinación de la retribución de redes que se debe recuperar a través de los peajes de distribución

La retribución de distribución que se debe recuperar a través del peaje de distribución de los consumidores se calculará aplicando la siguiente fórmula:

$$CD_n = R_{D,n} \pm D_D$$

Donde:

CD_n : Retribución de distribución a recuperar con cargo al peaje de distribución en el ejercicio n

$R_{D,n}$: Retribución a la actividad de distribución prevista para el año n.

D_D : Desvíos de costes e ingresos de ejercicios anteriores correspondientes a la actividad de distribución.

El desvío de retribuciones e ingresos de ejercicios anteriores (D_D) se calculará conforme a la siguiente fórmula:

$$D_D = DR_D \pm DIC_D \pm L_D$$

Donde,

DR_D : Revisiones de la retribución de la actividad de distribución correspondientes a ejercicios anteriores no contempladas en la determinación de peajes de distribución de ejercicios anteriores, que se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$DR_D = \sum_{j=n-1}^{\infty} (R_{D,j} - RR_{D,j})$$

Donde,

PUBLICA

$R_{D,j}$: Retribución de la actividad de distribución reconocida en el año j .

$RR_{D,j}$: Revisión de la retribución de la actividad de distribución reconocida en el año j .

n : Año para el que se calculan los peajes de transporte.

DIC_D : Diferencia entre los ingresos previstos en el año $n-2$ y los ingresos por peajes de distribución reales considerados en la Liquidación nº 14 del ejercicio $n-2$.

L_D : Laminación de desvíos de ejercicios anteriores imputables a la actividad de distribución en el año n .

2. Asignación de la retribución del transporte y la distribución por niveles de tensión tarifarios

Se asigna a cada grupo tarifario la retribución de las redes que utiliza para su suministro. Para ello se desglosa la retribución de las redes entre los distintos niveles de tensión tarifarios (NT0 a NT4).

La retribución del transporte prevista en el punto 1.a) de este anexo, se asigna al nivel de tensión tarifario NT4 (tensión superior a 145 kV).

La retribución de distribución prevista en el punto 1.b) de este anexo se desglosa entre los distintos niveles de tensión tarifarios (NT0 a NT3), teniendo en cuenta información declarada por las empresas distribuidoras en la Circular 4/2015, de 22 de julio, 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 particular, la retribución asociada a las redes de distribución se asignará a cada nivel de tensión tarifario aplicando los porcentajes establecidos en el apartado 1 del Anexo II la presente circular.

3. Asignación de la retribución del transporte y de la distribución a los términos de facturación por potencia y energía de los peajes de transporte y distribución

PUBLICA

1. La determinación de la parte de la retribución de las redes de transporte y distribución que se debe recuperar con cargo a los términos de facturación de potencia contratada y de energía consumida de los peajes de transporte y distribución, responde a los principios de aditividad y de causalidad de los costes de las redes descritos en el artículo 4 de la circular. En particular, los peajes de transporte y distribución se calculan de forma aditiva y en función de factores que inducen el coste de las redes, siendo el factor fundamental la potencia en punta de diseño de la red de cada nivel de tensión tarifario.

Por ello se calcula el coste de transporte y distribución desglosado por nivel de tensión tarifario que está asociado a la potencia y a la energía circulada por las redes. La relación entre el coste de la red asociado a la potencia respecto del total, establece la recuperación de dicho coste a partir de los términos de potencia de los peajes de redes de transporte y distribución, y el resto del coste se recupera a partir de los términos de energía consumida.

2. La asignación, en términos de objetivo a medio plazo, para un año base, de la parte de la retribución de las redes de transporte y distribución que se debe recuperar con cargo al término de potencia y al término de energía se realiza a partir de las ejecuciones de un modelo de red de referencia, teniendo en cuenta el coste de la red asociado a la potencia y el coste de la red justificado por la energía circulada por las redes.

El cálculo del coste asociado a la potencia tiene en cuenta el coste asociado a una red diseñada para satisfacer la potencia de punta del sistema respetando la restricción de caída de tensión.

Los costes de calidad de las redes se asignan de la siguiente manera:

- a) Criterio de calidad N-1 de la red de reparto se asignará a la potencia.
- b) Criterios de calidad TIEPI, NIEPI y Percentil 80 para la red de media tensión se asignarán a la variable de energía.

Del diseño completo de la red teniendo únicamente en cuenta un criterio de potencia de punta se extrae un coste $Cref_i^D$ para cada nivel de tensión i .

Del diseño de la red teniendo en cuenta, además de la potencia de punta, la energía que se consume, las pérdidas, así como los criterios de calidad relacionados con la energía (TIEPI, NIEPI, Percentil 80) se obtiene un nuevo coste $Cref_i^{D+E}$ para cada nivel de tensión i .

PUBLICA

El cálculo del coste que se recupera a través de cada una de las dos variables de facturación se realiza a través de la relación entre los costes de las dos redes descritas. En cada nivel de tensión i , los porcentajes de coste que se asignan a la variable de potencia (η^D) y a la variable de energía (η^E) son, respectivamente:

$$\eta^D = \frac{Cref_i^D}{Cref_i^{D+E}}$$
$$\eta^E = \frac{Cref_i^{D+E} - Cref_i^D}{Cref_i^{D+E}}$$

Donde:

$Cref_i^D$: Coste del nivel de tensión tarifario i que resulta del diseño de la red considerando únicamente la potencia de punta.

$Cref_i^{D+E}$: Coste del nivel de tensión tarifario i que resulta del diseño de la red considerando todas las variables.

η^D : Porcentaje del coste del nivel de tensión i que se debe recuperar con cargo a los términos de potencia.

η^E : Porcentaje del coste del nivel de tensión tarifario i que se debe recuperar con cargo a los términos de energía.

Por tanto, para cada nivel de tensión tarifario i , el coste total que se recupera mediante los términos de potencia (C_i^{TD}) y el coste total que se recupera mediante los términos de energía (C_i^E) son:

$$C_i^{TD} = C_i * \eta^D$$

$$C_i^E = C_i * \eta^E$$

Donde,

C_i : Coste del nivel de tensión tarifario i , determinado en el apartado anterior.

C_i^{TD} : Coste del nivel de tensión tarifario i a recuperar con cargo a los términos de potencia.

PUBLICA

- C_i^E : Coste del nivel de tensión tarifario i a recuperar con cargo a los términos de energía.
- η^D : Porcentaje del coste del nivel de tensión tarifario i que se debe recuperar con cargo a los términos de potencia.
- η^E : Porcentaje del coste del nivel de tensión tarifario i que se debe recuperar con cargo a los términos de energía.

4. Asignación de la retribución del transporte y la distribución de cada nivel de tensión y término de facturación por periodo horario

1. Conforme a los criterios establecidos en el apartado 4, del artículo 8 de la presente circular, la metodología de asignación discrimina horariamente los términos de facturación de los peajes de transporte y distribución, incentivando la contratación de la potencia en periodos horarios donde la saturación de las redes es menor y desincentivando la contratación de potencia en periodos horarios de mayor demanda donde la probabilidad de saturación de las redes es más elevada.

En consecuencia, la retribución del transporte y de la distribución, con desglose por niveles de tensión tarifarios, que debe ser recuperada anualmente con cargo a los términos de facturación, se asigna entre los distintos periodos horarios, teniendo en cuenta la participación de los mismos en la punta de la demanda de cada nivel de tensión. Se define la punta como el 10% de las horas de mayor demanda. En consecuencia, se establece el número de horas de punta en 876, sin perjuicio de lo establecido en el punto 3 del Anexo II.

2. La retribución de transporte y distribución que debe ser recuperado con cargo a los términos de facturación, potencia o energía, de cada nivel de tensión tarifario i se asigna entre los distintos periodos horarios, teniendo en cuenta la participación de los mismos en la punta de la demanda de cada nivel de tensión tarifario i .

A estos efectos se considerará como periodo de punta las H primeras horas de la monótona de cada nivel de tensión tarifario. La monótona de cada nivel de tensión incluye tanto los suministros conectados en el propio nivel de tensión como los suministros conectados en niveles de tensión inferiores en la proporción en que son suministrados desde dicho nivel de tensión, conforme al modelo de red de referencia incluido en el Anexo III, incluyendo las pérdidas correspondientes.

PUBLICA

Para ello:

1º Se calcula, de las H horas, el número de horas ($h_{i,p}$) que pertenecen al periodo horario p , si dicho número de horas fuera nulo se considerará 1 hora, a efectos de permitir el cálculo del correspondiente término.

2º Se asigna la retribución del transporte y la distribución a recuperar a través de los términos de facturación en el nivel de tensión tarifario, proporcionalmente al número de horas que pertenecen a cada periodo. Así, el coste $C_{i,p}^{TD}$ del nivel de tensión tarifario i que se recupera mediante un cargo por potencia en el periodo horario p resulta:

$$C_{i,p}^{TD} = C_i^{TD} * \left(\frac{h_{i,p}}{H} \right)$$

Donde,

C_i^{TD} : Retribución del transporte y la distribución del nivel de tensión tarifario i a recuperar con cargo a los términos de facturación

$C_{i,p}^{TD}$: Retribución del transporte y la distribución a recuperar mediante los términos de facturación del nivel de tensión tarifario i en el periodo horario p

H : Número de horas de punta

$h_{i,p}$: Número de horas del periodo horario p comprendidas en las H primeras horas de la curva de carga del nivel de tensión tarifario i .

3. El número de H de horas de punta podrá diferir para los términos de potencia y energía, dependiendo de la señal de precios que se estime oportuno proporcionar en cada término de facturación.

5. Asignación de la retribución de cada nivel de tensión y periodo horario a recuperar por término de facturación al propio nivel de tensión y a niveles de tensión inferiores

1. La retribución del transporte y de la distribución de cada nivel de tensión tarifario y periodo horario a recuperar por término de facturación se asigna al propio nivel de tensión y a niveles de tensión tarifarios inferiores de acuerdo con un modelo simplificado de red, que se incluye en el Anexo III de la presente circular, teniendo en cuenta que el diseño de la red se debe a los consumidores

PUBLICA

conectados en el propio nivel de tensión tarifario y a aquellos conectados en niveles de tensiones tarifarios inferiores.

2. La retribución de las redes a recuperar a través de los términos de potencia $C_{i,p}^{TD,NTj}$ de un nivel de tensión tarifario i que van a pagar los consumidores situados en el nivel de tensión tarifario NTj (con $j \leq i$), se calcula teniendo en cuenta el flujo de potencia que circula hacia niveles de tensión inferiores en la hora de máxima potencia.

En general, para un periodo horario p , la retribución de la red del nivel de tensión tarifario NTi , se repartirá entre los niveles tarifarios NTj , con $j \leq i$, de acuerdo a unos coeficientes $\alpha_{j,p}^i$ (Ver modelo simplificado en Anexo III):

$$C_{i,p}^{TD,NTj} = C_{i,p}^{TD} * \alpha_{j,p}^i$$

Siendo los coeficientes $\alpha_{j,p}^i$:

$$\alpha_{0,p}^0 = 1$$

$$\alpha_{1,p}^1 = \frac{D_{1,p}}{D_{1,p} + wd_{0,p}^1}$$

$$\alpha_{0,p}^1 = \frac{wd_{0,p}^1}{D_{1,p} + wd_{0,p}^1}$$

$$\alpha_{2,p}^2 = \frac{D_{2,p}}{D_{2,p} + wd_{1,p}^2 + wd_{0,p}^2}$$

$$\alpha_{1,p}^2 = \frac{wd_{1,p}^2}{D_{2,p} + wd_{1,p}^2 + wd_{0,p}^2} \cdot \alpha_{1,p}^1$$

$$\alpha_{0,p}^2 = \frac{wd_{0,p}^2}{D_{2,p} + wd_{1,p}^2 + wd_{0,p}^2} + \frac{wd_{1,p}^2}{D_{2,p} + wd_{1,p}^2 + wd_{0,p}^2} \cdot \alpha_{0,p}^1$$

$$\alpha_{3,p}^3 = \frac{D_{3,p}}{D_{3,p} + wd_{2,p}^3 + wd_{1,p}^3 + wd_{0,p}^3}$$

$$\alpha_{2,p}^3 = \frac{wd_{2,p}^3}{D_{3,p} + wd_{2,p}^3 + wd_{1,p}^3 + wd_{0,p}^3} \cdot \alpha_{2,p}^2$$

PUBLICA

$$\alpha_{1,p}^3 = \frac{wd_{2,p}^3}{D_{3,p} + wd_{2,p}^3 + wd_{1,p}^3 + wd_{0,p}^3} \cdot \alpha_{1,p}^2 + \frac{wd_{1,p}^3}{D_{3,p} + wd_{2,p}^3 + wd_{1,p}^3 + wd_{0,p}^3} \cdot \alpha_{1,p}^1$$

$$\alpha_{0,p}^3 = \frac{wd_{2,p}^3}{D_{3,p} + wd_{2,p}^3 + wd_{1,p}^3 + wd_{0,p}^3} \cdot \alpha_{0,p}^2 + \frac{wd_{1,p}^3}{D_{3,p} + wd_{2,p}^3 + wd_{1,p}^3 + wd_{0,p}^3} \cdot \alpha_{0,p}^1 + \frac{wd_{0,p}^3}{D_{3,p} + wd_{2,p}^3 + wd_{1,p}^3 + wd_{0,p}^3}$$

$$\alpha_{4,p}^4 = \frac{D_{4,p}}{D_{4,p} + wd_{3,p}^4 + wd_{2,p}^4 + wd_{1,p}^4}$$

$$\alpha_{3,p}^4 = \frac{wd_{3,p}^4}{D_{4,p} + wd_{3,p}^4 + wd_{2,p}^4 + wd_{1,p}^4} \cdot \alpha_{3,p}^3$$

$$\alpha_{2,p}^4 = \frac{wd_{3,p}^4}{D_{4,p} + wd_{3,p}^4 + wd_{2,p}^4 + wd_{1,p}^4} \cdot \alpha_{2,p}^3 + \frac{wd_{2,p}^4}{D_{4,p} + wd_{3,p}^4 + wd_{2,p}^4 + wd_{1,p}^4} \cdot \alpha_{2,p}^2$$

$$\alpha_{1,p}^4 = \frac{wd_{3,p}^4}{D_{4,p} + wd_{3,p}^4 + wd_{2,p}^4 + wd_{1,p}^4} \cdot \alpha_{1,p}^3 + \frac{wd_{2,p}^4}{D_{4,p} + wd_{3,p}^4 + wd_{2,p}^4 + wd_{1,p}^4} \cdot \alpha_{1,p}^2 + \frac{wd_{1,p}^4}{D_{4,p} + wd_{3,p}^4 + wd_{2,p}^4 + wd_{1,p}^4} \cdot \alpha_{1,p}^1$$

$$\alpha_{0,p}^4 = \frac{wd_{3,p}^4}{D_{4,p} + wd_{3,p}^4 + wd_{2,p}^4 + wd_{1,p}^4} \cdot \alpha_{0,p}^3 + \frac{wd_{2,p}^4}{D_{4,p} + wd_{3,p}^4 + wd_{2,p}^4 + wd_{1,p}^4} \cdot \alpha_{0,p}^2 + \frac{wd_{1,p}^4}{D_{4,p} + wd_{3,p}^4 + wd_{2,p}^4 + wd_{1,p}^4} \cdot \alpha_{0,p}^1$$

Donde,

$\omega_{i,p}^j$: Flujo de potencia que circula del nivel de tensión tarifario i al j en la hora de máxima potencia del periodo horario p .

$D_{i,p}$: Potencia contratada prevista en el nivel de tensión tarifario i en la hora de máxima potencia del periodo horario p

3. La retribución de las redes a recuperar a través de los términos de energía $C_{i,p}^{E,NTj}$ de un nivel de tensión tarifario i que van a pagar los consumidores

PUBLICA

situados en el nivel de tensión tarifario NT_j (con $j \leq i$), se calcula teniendo en cuenta el flujo de energía que circula hacia niveles de tensión inferiores en cada periodo tarifario.

Al efecto, se aplicarán las fórmulas establecidas en el apartado 2 anterior, sustituyendo los coeficientes $\alpha_{j,p}^i$ por los $\alpha e_{j,p}^i$ y los parámetros $\omega d_{i,p}^j$ y $D_{i,p}$ por $\omega e_{i,p}^j$ y $E_{i,p}$, respectivamente, siendo $\omega e_{i,p}^j$ el flujo de energía que circula del nivel de tensión tarifario i al j el periodo horario p y $E_{i,p}$ la energía consumida en el nivel de nivel de tensión tarifario i al j el periodo horario p , obtenidos de la información del balance de energía.

6. Determinación de los términos de potencia de los peajes de transporte y distribución

De acuerdo con los criterios previstos en los apartados 2, 3 y 4, del artículo 8 de la presente circular, el término de potencia de cada periodo horario ($T_{i,p}^{TD}$) del peaje de transporte y distribución correspondiente a un consumidor conectado en el nivel de tensión tarifario i se obtiene como resultado de dividir la retribución a recuperar con cargo al término de potencia del periodo horario p de su nivel de tensión tarifario y de los niveles de tensión tarifarios superiores al que está conectado, entre la potencia contratada en el periodo horario p del nivel de tensión tarifario i , prevista para el ejercicio siguiente. Esto es,

$$T_{i,p}^{TD} = \frac{\sum_{k \geq i} [C_{k,p}^{TD,NT^i}]}{D_{i,p}}$$

Donde,

$T_{i,p}^{TD}$: Término de potencia del periodo horario p del nivel de tensión tarifario i .

$C_{k,p}^{TD,NT^i}$: Retribución de las redes del nivel de tensión tarifario k que hay que recuperar con cargo a los términos de potencia del nivel de tensión tarifario i en el periodo horario p

$D_{i,p}$: Potencia contratada prevista del nivel de tensión tarifario i en el periodo horario p .

Si el término de potencia del peaje del nivel de tensión tarifario i para un periodo tarifario p no fuera superior al del periodo $p+1$, se podrá establecer el mismo término de potencia para ambos periodos tarifarios, asegurando en todo caso la suficiencia de ingresos.

PUBLICA

7. Determinación de los términos de energía de los peajes de transporte y distribución

De acuerdo con los criterios previstos en los apartados 2, 3 y 4, del artículo 8 de la presente circular, el término energía de cada periodo horario ($T_{i,p}^E$) del peaje de transporte y distribución correspondiente a un consumidor conectado en el nivel de tensión tarifario i resulta de dividir la retribución a recuperar con cargo al término de energía del periodo horario p de su nivel de tensión tarifario y de los niveles de tensión tarifarios superiores al que está conectado, entre el consumo en el periodo horario p del nivel de tensión tarifario i , previsto para el ejercicio siguiente. Esto es,

$$T_{i,p}^E = \frac{\sum_{k \geq i} [C_{k,p}^{E,NTi}]}{E_{i,p}}$$

Donde,

- $T_{i,p}^E$: Término de energía del periodo horario p del peaje correspondiente al nivel de tensión tarifario i .
- $C_{k,p}^{E,NTi}$: Retribución de redes del nivel de tensión tarifario k del periodo horario p que hay que recuperar con cargo al término de energía del nivel de tensión tarifario i .
- $E_{i,p}$: Energía consumida prevista del nivel de tensión tarifario i en el periodo horario p .

Si el término de energía del peaje del nivel de tensión tarifario i para un periodo tarifario p no fuera superior al del periodo $p+1$, se podrá establecer el mismo término de potencia para ambos periodos tarifarios, asegurando en todo caso la suficiencia de ingresos.

8. Determinación de los términos de energía de los peajes de autoconsumidores por la energía autoconsumida en el caso instalaciones próximas

El término energía de cada periodo horario ($TA_{i,p}^E$) del peaje de transporte y distribución correspondiente a un autoconsumidor conectado en el nivel de

PUBLICA

tensión tarifario i resulta de dividir la retribución de su propio nivel de tensión a recuperar con cargo al término de energía del periodo horario p de su nivel de tensión tarifario, entre el consumo en el periodo horario p del nivel de tensión tarifario i , previsto para el ejercicio siguiente. Esto es,

$$TA_{i,p}^E = \frac{C_p^{E,NTi}}{E_{i,p}}$$

Donde,

$TA_{i,p}^E$: Término de energía del peaje de autoconsumidores por la energía autoconsumida del periodo horario p del peaje correspondiente al nivel de tensión tarifario i .

$C_p^{E,NTi}$: Retribución de la red del nivel de tensión tarifario i del periodo horario p que hay que recuperar con cargo al término de energía.

$E_{i,p}$: Energía consumida prevista del nivel de tensión tarifario i en el periodo horario p .

Si el término de energía del peaje del nivel de tensión tarifario i para un periodo tarifario p no fuera superior al del periodo $p+1$, se podrá establecer el mismo término de energía para ambos periodos tarifarios, asegurando en todo caso la suficiencia de ingresos.

ANEXO II

Porcentajes mencionados en el artículo 14 y el anexo I aplicables durante el primer periodo regulatorio

1. Los porcentajes a aplicar para asignar la retribución de la distribución por niveles de tensión tarifarios durante el primer periodo regulatorio, son los siguientes:

Nivel de Tensión	%
NT0 (NT ≤ 1 kV)	38,32%
NT1 (1 kV < NT < 30 kV)	40,57%
NT2 (30 kV ≤ NT < 72,5 kV)	11,61%
NT3 (72,5 kV ≤ NT < 145 kV)	9,50%
TOTAL	100,00%

PUBLICA

2. Los porcentajes resultantes de la metodología en la asignación de la retribución de transporte y distribución por nivel de tensión que se deben recuperar por el término de potencia y por el término de energía son los siguientes.

Nivel de Tensión	Componente de potencia	Componente de energía
NT0 ($NT \leq 1$ kV)	100%	0%
NT1 (1 kV \leq NT < 30 kV)	75%	25%
NT2 (30 kV \leq NT < 72,5 kV)	75%	25%
NT3 ($72,5$ kV \leq NT < 145 kV)	75%	25%
NT4 (NT \geq 145 kV)	75%	25%

Una vez se obtiene la retribución que debe recuperarse a través de los términos fijos y variables de los peajes de transporte y distribución, los peajes de redes de los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada inferior o igual a 15 kW (2.0 TD) se ajustarán a efectos de asegurar que el 75% de la facturación de peajes de redes sea recuperada a través del término fijo y el 25% a través del término variable.

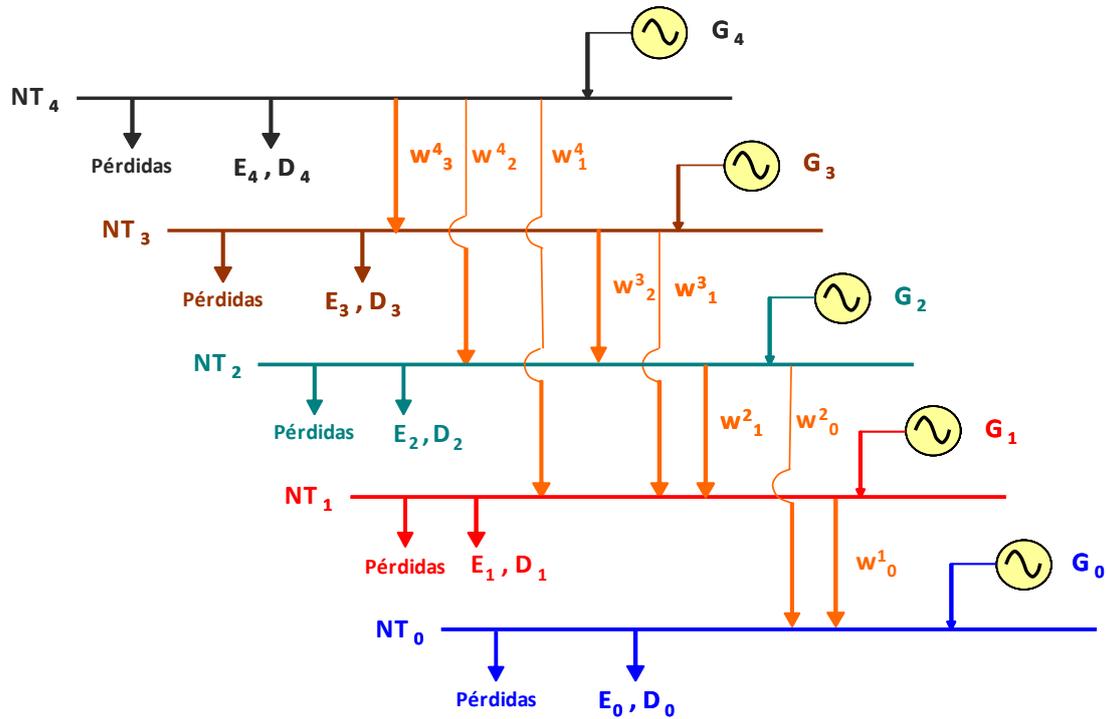
3. El primer año en que se aplique la metodología de la presente circular, el parámetro H tomará un valor de 2.000 horas. Este valor se podrá ir reduciendo progresivamente a lo largo del periodo regulatorio hasta alcanzar 876 horas en último año. En todo caso, el número de horas considerado en el año de cálculo de los peajes no podrá ser superior al considerado en el año precedente.

ANEXO III

Modelo simplificado de red

El modelo de red simplificado utilizado en la metodología de asignación de la retribución del transporte y la distribución de la presente circular, es el siguiente:

PUBLICA



En dicho modelo de red existen cinco niveles de tensión tarifarios: *NT0* (menor que 1 kV), *NT1* (tensiones superiores a 1 kV e inferiores a 30 kV), *NT2* (tensiones superiores a 30 kV e inferiores a 72,5 kV), *NT3* (tensiones superiores a 72,5 kV e inferiores a 145 kV) y *NT4* (tensiones superiores a 145 kV). Las variables presentadas en el modelo son las siguientes:

$E_{i,p}$: Energía consumida en el nivel de tensión tarifario i durante el periodo horario p .

$D_{i,p}$: Potencia contratada en el nivel de tensión tarifario i para el periodo horario p .

$\omega_{i,p}^j$: Flujo de energía que circula en el nivel de tensión tarifario i al j en el periodo horario p para balances de energía.

$\omega d_{i,p}^j$: Flujo de potencia que circula del nivel de tensión tarifario i al j en la hora de máxima potencia del periodo horario p para balances de potencia.

PUBLICA

ANEXO IV

Términos de energía reactiva

1. Los términos de energía reactiva son los recogidos en la siguiente tabla:

<u>Factor de potencia fuera de rango</u>	<u>Término de energía reactiva (€/kVAhr)</u>
<u>$0,80 \text{ ind} \leq \cos \varphi \leq 0,80 \text{ ind}$</u>	<u>0,0080</u>
<u>$0,80 \text{ cap} > \cos \varphi < 0,80 \text{ ind}$</u>	<u>0,0120</u>

2. Los precios del término de energía reactiva se mantendrán durante todo el periodo regulatorio.

No obstante, la Comisión Nacional de los Mercados y Competencia podrá modificar la penalización mediante resolución, si el análisis de la información disponible o el cambio del comportamiento de los consumidores, lo hiciera aconsejable.

ANEXO V

Modelo de comunicación a remitir por parte de las empresas comercializadoras o distribuidores a los consumidores a los que les es de aplicación la facturación por reactiva.

La energía reactiva aparece en las instalaciones eléctricas cuando se utilizan aparatos que necesitan crear campos magnéticos y eléctricos para su funcionamiento (tales como los motores de los frigoríficos y congeladores, los ascensores, los fluorescentes o los transformadores, entre otros). La energía reactiva provoca pérdida de potencia útil en las instalaciones, aumento de las pérdidas, sobrecalentamientos de los conductores eléctricos, menor rendimiento en los aparatos eléctricos conectados y caídas de tensión y perturbaciones en la

PUBLICA

red eléctrica, lo que induce una serie de costes que deben ser trasladados a los usuarios que los provocan.

El incremento de los costes asociados a la gestión de la energía reactiva en el mercado ha aconsejado la revisión de la señal de precios vigente en los peajes de redes.

Se pone en su conocimiento que a partir del 1 de enero de 2026 se procederá aplicar los nuevos rangos de factor de potencia permitidos⁴⁸. Se indica que a partir de dicho momento se controlará tanto la energía reactiva extraída de la red (energía reactiva inductiva) como la energía reactiva inyectada en las redes (energía reactiva capacitiva) durante todos los periodos horarios, incluido en el periodo 6 hasta ahora exento.

A título informativo, al objeto que pueda adecuarse a los nuevos requisitos, se le indica que en caso de que se hubieran aplicado las nuevas condiciones de facturación de la energía reactiva, el importe por este concepto en su factura hubiera ascendido a xxx,xx €, en lugar de xxx,xx €.

⁴⁸ Circular xx/xxxx, de xx de xxxx, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se modifica la Circular 3/2020 [Inclúyase link a la página de BOE de la Circular].

PUBLICA