



Apuntes

# El equilibrio financiero del sector eléctrico y la desaparición del impuesto de generación

DIEGO RODRÍGUEZ

Apuntes 2025/04

**Enero de 2025**

**fedea**

*Las opiniones recogidas en este documento son las de sus autores y no coinciden necesariamente con las de Fedea.*

# El equilibrio financiero del sector eléctrico y la desaparición del impuesto de generación

Diego Rodríguez (UCM y Fedea)

Enero de 2025

## 1. Introducción

En este trabajo se analiza la situación financiera del sector eléctrico y sus perspectivas de evolución. Para ello se hace uso, entre otra, de la información más reciente proporcionada por el informe que la CNMC ha publicado en diciembre de 2024 sobre el cierre del ejercicio 2023, así como la contenida en la propuesta de la Orden ministerial sobre los cargos del sistema eléctrico para 2025. Esto se pone en relación, además, con el papel jugado por el Impuesto sobre el Valor de la Producción de la Energía Eléctrica (IVPEE), cuya supresión se recomienda, proponiéndose a corto plazo su sustitución provisional por un aumento de los cargos durante el corto período en el que este será previsiblemente necesario para el mantenimiento del equilibrio financiero del sistema eléctrico.

## 2. La evolución reciente del saldo en el sistema eléctrico

La Ley de Sector Eléctrico establece que la planificación anual *ex ante* de ingresos y pagos regulados debe asegurar que el sistema esté equilibrado. Tras un largo periodo de déficits hasta 2013, entre 2014 y 2021 hubo desviaciones en forma de pequeños déficits o superávits (en el entorno del 3-4% de los ingresos obtenidos por el sistema). Esas desviaciones, sin embargo, han sido muy intensas en 2022 y 2023. En particular, en 2022 se produjo un resultado extraordinariamente positivo, con un superávit ligeramente superior a 5.400 millones de euros, lo que representaba un 28,5% de los ingresos obtenidos en ese año por el sistema de liquidaciones. Por el contrario, en 2023 se produjo un déficit del sistema de casi 2.300 millones de euros.

El Cuadro 1 ofrece un detalle de los ingresos y pagos entre 2020 y 2023 que conducen a ese saldo “real” final. Debe señalarse que el saldo “real” del ejercicio se corresponde con el resultado de considerar todas las fuentes de ingresos a los que se detraen todos los costes, incluidos los de regularización de ejercicios anteriores. Sin embargo, no tiene en cuenta el traslado al resultado de cada ejercicio de los saldos remanentes procedentes de los superávits de otros ejercicios, que se acumulan en una cuenta que gestiona la CNMC. Esto es importante porque el anuncio del saldo que realiza la CNMC sí suele incluir la aplicación de ese remanente<sup>1</sup>. Se trata, en suma, de discernir entre el resultado real del ejercicio en curso y su compensación mediante la aplicación de remanentes de otros ejercicios.

---

<sup>1</sup> Así, el titular de la Nota de Prensa de la CNMC (17 de diciembre de 2024) era: “El sector eléctrico registró un superávit de 3.902,9 millones de euros en el ejercicio de 2023”. En la Nota se explica correctamente que ese saldo positivo surge de la aplicación del remanente de años anteriores.

**Cuadro 1. Ingresos y costes regulados del sector eléctrico: 2020 a 2023 (millones de euros)**

	2020	2021	2022	2023
<b>Ingresos:</b>				
Ingresos peajes y cargos	13.074	11.566	10.250	9.949
<i>Peajes</i>			7.189	7.547
<i>Cargos</i>			3.185	2.585
<i>Otros ingresos peajes de acceso</i>			-124	-183
Otros Ingresos Regulados	694	433	247	292
Ingresos Ley Medidas Fiscales	1.668	1.456	3.721	543
Ingresos por CO <sub>2</sub>	929	2.352	2.028	917
Otros Ingresos Externos a Peajes	45	321	2.776	664
<b>Total Ingresos</b>	<b>16.410</b>	<b>16.128</b>	<b>19.022</b>	<b>12.365</b>
<b>Costes:</b>				
Redes de transporte	1.710	1.710	1.550	1.489
Distribución y Gestión Comercial	5.231	5.161	5.212	5.222
Anualidades de la deuda	2.709	2.372	2.410	2.364
RECORE <sup>1</sup>	6.395	5.838	4.046	4.448
Sistemas no peninsulares	612	266	835	821
Otros costes	143	124	107	83
<b>Total costes</b>	<b>16.800</b>	<b>15.471</b>	<b>14.160</b>	<b>14.427</b>
<b>Ingresis por regularización ejercicios previos</b>			<b>555</b>	<b>129</b>
<b>Rentas congestión con Francia</b>				<b>-354</b>
<b>SALDO del ejercicio<sup>2</sup></b>	<b>-390</b>	<b>657</b>	<b>5.418</b>	<b>-2.287</b>
<i>Remanente que se trae del ejercicio anterior</i>			772	6.190
Remanente al final del ejercicio tras la aplicación del remanente previo	115	772	6.190	3.903
<i>De transporte y distribución</i>			1.236	1.816
<i>De cargos</i>			4.954	2.087

Nota: <sup>1</sup> El RECORE es el acrónimo del régimen retributivo específico para renovables, cogeneración y residuos. Ese régimen está regulado por el Real Decreto 413/2014 y a él han estado acogidas, o continúan estando, las instalaciones de generación con esas tecnologías que entraron a producir con un mecanismo de apoyo público hasta el año 2012. <sup>2</sup> El saldo del ejercicio se refiere a la diferencia entre el conjunto de ingresos regulados del sistema, menos los costes regulados, a lo que se añade el saldo de la regularización de distintas partidas correspondientes a ejercicios previos (que puede ser positivo o negativo). Además, desde 2023 se deducen los ingresos procedentes de las rentas de congestión con Francia, que se colocan en una cuenta específica para la retribución de los costes por la interconexión del Golfo de Vizcaya.

Fuente: CNMC (liquidaciones definitivas de varios años y resoluciones de peajes) y elaboración propia.

En concreto, en 2021 se había acumulado un remanente de 772 M€ tras el resultado de ese ejercicio y los anteriores. Esa cuantía se incrementó notablemente con el superávit de 5.418 M€ en 2022, resultando en un remanente acumulado de 6.190 M€. El notable superávit en el año 2022 fue consecuencia de que el sistema recibió considerables transferencias de ingresos procedentes del Tesoro, en un contexto de proliferación de medidas encaminadas a tratar de paliar los efectos de los encarecimientos de precios a través de rebajas en distintos peajes y cargos pagados por los consumidores. En 2023, sin embargo, la situación ha sido completamente opuesta, con un déficit “real” del ejercicio de 2.287 M€. Como puede

observarse en el Cuadro 1, ese déficit se deriva completamente del cambio radical en los ingresos obtenidos, que pasan de 19.022 M€ en 2022 a 12.365 M€ en 2023. Esa fuerte reducción refleja los menores ingresos por cargos y, sobre todo, la caída de las transferencias realizadas desde el Tesoro provenientes tanto de la Ley 15/2012 de medidas fiscales como de las subastas de derechos de emisión de CO<sub>2</sub>. En relación con la Ley 15/2012, si bien posteriormente se analizará con mayor detalle, baste aquí señalar que integra el Impuesto sobre el Valor de la Producción de Energía Eléctrica (IVPEE) y otros tributos y cánones que recaudan ingresos destinados total o parcialmente al sector eléctrico. Por el contrario, los costes regulados se mantienen muy estables, tan solo destacando los menores ingresos por regularización de ejercicios anteriores y el nuevo coste asociado a la reserva en una cuenta específica de las rentas de congestión en la conexión con Francia (inicialmente computadas en los peajes) para el pago de la nueva interconexión por el Golfo de Vizcaya.

Para la interpretación de los ingresos, debe recordarse que a partir de junio de 2021 se produjo la separación de cajas entre la parte de ingresos regulados destinados a las redes (peajes) y la parte de ingresos destinados a otros costes regulados del sistema (cargos)<sup>2</sup>. Como consecuencia, ha sido necesario determinar qué parte del saldo remanente disponible en 2022 y 2023 es resultado de un superávit en la parte de redes y qué parte es consecuencia de un superávit en la parte de cargos. El detalle de la asignación entre una y otra parte es compleja y ha requerido de un conjunto de cálculos realizados por la CNMC. Pero es importante porque implica que no todo el remanente disponible (por ejemplo, los 6.190 M€ de 2022) se pueden utilizar para compensar un posible déficit por “otros costes regulados del sistema” (en este caso, en 2023), sino tan solo la parte del remanente correspondiente a los cargos. En concreto, como se puede observar en las últimas filas del Cuadro 1, el remanente disponible para cargos al cierre del ejercicio 2023 fue de 2.087 M€. Aunque el ejercicio 2024 no se cerrará hasta final del año 2025, todo indica que gran parte de ese remanente (si no todo) volverá a compensar un déficit en la parte correspondiente a los costes distintos de las redes en 2024<sup>3</sup>.

El saldo entre los ingresos (peajes) para el pago de las redes de transporte y distribución y sus costes asociados es reducido, ya que la CNMC aumenta o disminuye los peajes para evitar grandes diferencias a favor o en contra. De hecho, la CNMC ha reducido los peajes para 2025 en una media del 4%, si bien se ha “guardado” parte de los desvíos a favor por regularizaciones de ejercicios anteriores para compensar en años posteriores aumentos esperados de la retribución a las redes<sup>4</sup>. Sin embargo, los ingresos para cubrir el resto de los costes del sistema, que provienen de transferencias del Tesoro y de los cargos, dependen de decisiones tomadas por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (Miteco), que es la autoridad competente en este ámbito. La evolución más reciente del saldo del sistema eléctrico está, precisamente, marcada por las grandes oscilaciones en los ingresos percibidos para cubrir esos costes regulados del sistema distintos a las redes. El resto de este trabajo profundiza en esta cuestión.

---

<sup>2</sup> Esa separación se produjo a partir de junio de 2021 por lo que, para evitar confusiones, en el Cuadro 1 se muestra el conjunto de ingresos por peajes de acceso (peajes más cargos) de ese ejercicio.

<sup>3</sup> Véase el informe de la CNMC con el Acuerdo por el que se remite a la Dirección General de Política Energética y Minas datos para la elaboración del escenario de ingresos y costes para el cálculo de los cargos que cubrirán parcialmente los costes del sistema eléctrico para 2025 (INF/DE/167/24).

<sup>4</sup> A ello habría que añadir que, según el artículo 24 del RDL 4/2024, el descuento para los consumidores electrointensivos (que de momento se mantiene) deberá ser financiado desde 2024 mediante el superávit de ingresos de transporte y distribución registrado en la Liquidación definitiva del ejercicio 2023. Esa medida tiene un coste previsto de 212 M€ para 2024.

### 3. Los otros costes regulados del sistema

Como es bien conocido, los costes regulados del sistema distintos de las redes son básicamente tres: los costes por la retribución a las plantas de generación renovable, cogeneración y residuos (RECORE) que se instalaron hasta 2012, los costes por la deuda (principal e intereses) acumulada hasta 2013 y los extracostes de generación en los sistemas no peninsulares (SNP). En 2023, los otros costes regulados del sistema se situaron en el entorno de 7.600 millones de euros. Según la Ley del Sector Eléctrico esos costes se cubren mediante transferencias del Tesoro y, en la parte no cubierta por esta vía, mediante los cargos en las facturas de los consumidores.

**Cuadro 2. Ingresos externos a peajes y por cargos\* (millones de euros)**

	2022	2023	2024 <sup>5</sup>
Ingresos Ley Medidas Fiscales	3.721	542	2.016
Ingresos por CO <sub>2</sub>	2.028	917	1.100
Descuento electrointensivos <sup>1</sup>	225	112	0
Flexibilidad contratos energía eléctrica <sup>2</sup>	187	0	0
Aportación extraordinaria para equilibrio sist. eléctrico <sup>3</sup>	2.000	0	0
Ingresos minoración retribución actividad producción <sup>4</sup>	370	560	0
<b>Total ingresos externos a peajes</b>	<b>8.531</b>	<b>2.131</b>	<b>3.116</b>
<b>Ingresos por cargos</b>	<b>3.185</b>	<b>2.585</b>	<b>2.623</b>

Notas: \*No se incluyen, por tanto, los ingresos por peajes de transporte y distribución, los ingresos por la aplicación de la tarifa de último recurso (art.17 del RD 216/2014), los ingresos por capacidad y por imputación de pérdidas, por intereses y por diferencias entre la recaudación y la retribución del Operador del Mercado y el Operador del Sistema. <sup>1</sup> Establecido por el Art. 2 RDL 6/2022: este ingreso compensa la menor recaudación de peajes asociada al descuento a consumidores electrointensivos. <sup>2</sup> Establecido por el Art. 7 RDL 18/2022. <sup>3</sup> Establecido por el Art. 6 RDL 20/2022. <sup>4</sup> Establecido por el Título III y DA8ª del RD-ley 17/2021. <sup>5</sup> Previsión de cierre según INF/DE/167/24.

Fuente: Elaboración propia a partir de CNMC: liquidaciones definitivas de 2022 y 2023 e INF/DE/167/24.

El Cuadro 2 desglosa los ingresos que se derivan de las transferencias realizadas por el Tesoro al sistema eléctrico en 2022 y 2023, así como las previsiones del cierre para 2024. Como puede comprobarse, hay un cambio muy notable entre los dos primeros años, con una reducción de 5.400 M€ que es consecuencia de i) la aportación extraordinaria de 2.000 M€ que se había producido en 2022, que no se repite en 2023, ii) la caída a una quinta parte de los ingresos procedentes de la Ley 15/2012 de Medidas Fiscales y iii) la reducción a menos de la mitad de los ingresos procedentes de las subastas de derechos de emisión<sup>5</sup>. En 2024, además de la desaparición de algunos ingresos para compensar medidas de apoyo que se mantienen (descuentos a electrointensivos y flexibilización de contratos), ya había finalizado el mecanismo de minoración de la retribución de la actividad de producción, por lo que tampoco se obtienen ingresos del mismo. Por lo tanto, las vías de ingresos que permiten cubrir parte de los costes regulados distintos a las redes vuelven a ser las tradicionales: los ingresos procedentes de los impuestos incluidos en la Ley 15/2012 (IVPEE y otros tributos y cánones) y los procedentes de las subastas de

<sup>5</sup> Adicionalmente, en la memoria de la Orden Ministerial donde se determinan los cargos de cada ejercicio se computan ingresos procedentes de los remanentes previamente acumulados. Sin embargo, como se he señalado, esos ingresos no son transferencias desde el Tesoro sino desde una cuenta de la CNMC y tienen como fin compensar ex post la diferencia entre los costes e ingresos regulados distintos a los peajes. Para no inducir a confusión, esas transferencias desde la cuenta de la CNMC no se han incluido en el Cuadro 2, ya que no responden al ejercicio real en curso.

derechos de emisión de CO<sub>2</sub>. Los costes no cubiertos mediante estas dos vías se pagan mediante los cargos en las facturas (última fila del Cuadro 2). A continuación se discute con mayor detalle estas tres vías.

### Los ingresos de la Ley 15/2012

La Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, introdujo una serie de nuevos impuestos para contribuir al equilibrio presupuestario del sistema eléctrico. El más importante de ellos es, con mucho, el Impuesto sobre el Valor de la Producción de la Energía Eléctrica (IVPEE), habitualmente conocido como el impuesto a la generación. Este impuesto grava con un tipo del 7% el importe recibido por las empresas de generación por la venta de su energía.

El impuesto de generación estuvo suspendido desde el 1 de julio de 2021 hasta ya entrado el año 2024, cuando se fue recuperando de modo paulatino a lo largo del año. El IVPEE se suspendió para amortiguar el crecimiento de los precios en los mercados mayoristas desde mediados de 2021, ya que ese impuesto se traslada completamente a la oferta realizada por las empresas en el mercado mayorista. Textualmente, en el RDL inicial (RDL 17/2021) se señalaba que “De esta forma, mediante la exoneración del impuesto, los productores, en tanto que sujetos obligados de dicho tributo, podrán volver a ofertar precios más competitivos que redunden favorablemente en los consumidores al verse reducido uno de sus costes operativos”.

Naturalmente, ya que el ingreso por ese tributo contribuye a cubrir parte de los costes regulados del sistema, la suspensión del impuesto requería de algún mecanismo compensatorio para que ello no repercutiera en un deterioro del equilibrio financiero. Ese mecanismo compensatorio podía venir de i) un aumento de otros ingresos que el sistema eléctrico obtiene desde el Tesoro, ii) un aumento de los cargos en la factura y/o iii) la utilización del remanente acumulado por el superávit de ingresos de años previos.

Las estrategias seguidas han ido variando en distintos ejercicios. En concreto, en 2022 el Tesoro realizó transferencias a la CNMC, como entidad encargada del sistema de liquidaciones, por un importe equivalente a la reducción de ingresos derivada de la suspensión de ese impuesto<sup>6</sup>. Esto hizo que el sistema no se resintiera de esa suspensión aunque, obviamente, a costa de un mayor gasto público no compensado por un ingreso fiscal equivalente. El resultado es que los ingresos provenientes de las diversas figuras impositivas recogidas en la Ley 15/2012 fue de 3.721 M€ en 2022, cifra que fue algo superior a la inicialmente prevista.

En 2023, ejercicio en el que se mantuvo suspendido el IVPEE, no se produjo compensación directa por la caída de la recaudación. Por lo tanto, los ingresos por la Ley de Medidas Fiscales (543 M€) no provinieron del IVPEE sino de la recaudación de otros impuestos contemplados en esa Ley: generación de residuos nucleares<sup>7</sup>, canon hidráulico y parte de los ingresos por impuestos especiales de hidrocarburos. Por último, la recuperación progresiva del IVPEE en 2024 (estuvo minorado en un 50% en el primer trimestre y en un 25% en el segundo trimestre) ha permitido que la recaudación prevista en 2024 se sitúe en 1.385 M€.

Debe señalarse que la suspensión o minoración del impuesto de generación se ha traducido también en una reducción de los costes regulados del sistema, un aspecto al que no se suele prestar mucha atención. Esa reducción ha afectado a dos de los tres grandes componentes de costes distintos de las redes: el

---

<sup>6</sup> Así se recogía en la Disposición Adicional segunda del RDL 6/2022.

<sup>7</sup> La Ley 15/2012 introdujo el impuesto sobre la producción de combustible nuclear gastado (con una cuota tributaria por kilo de uranio y plutonio) y residuos radiactivos resultantes de la generación de energía nucleoelectrónica (con una cuota por metro cúbico de residuos) y el impuesto sobre el almacenamiento de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos en instalaciones centralizadas. Estos impuestos son distintos a la tasa que las centrales nucleares pagan a Enresa.

RECORE y los extracostes de generación en los SNP. La razón es que en ambos casos las empresas reciben una retribución regulada para cuyo cálculo se toma en consideración la carga impositiva que estas soportan<sup>8</sup>. Por ello, cuando se han producido reducciones de esa carga, la CNMC tiene que proceder al recálculo de la retribución regulada. Así, para el año 2022 el coste inicialmente reconocido por el IVPEE a las empresas generadoras en los SNP se situaba en el entorno de 147 millones de euros<sup>9</sup>, coste que sin embargo no se produjo como consecuencia de la suspensión del impuesto durante ese año. Lo mismo ocurrió para el ejercicio 2023, en el que se preveía un coste operativo por este concepto de 215 M€<sup>10</sup>. En el mismo sentido, pero con mayores cuantías, se han producido reducciones de los costes vinculados al RECORE.

#### La recaudación por ingresos de las subastas de CO<sub>2</sub>

La segunda vía de ingresos procedentes del sector público se basa en la transferencia de parte de los ingresos obtenidos por el Tesoro por las subastas de derechos de emisión de CO<sub>2</sub>. La cuantía de esa transferencia se fija inicialmente en los Presupuestos Generales del Estado (PGE), si bien tanto en 2021 como en 2022 se produjo un posterior ajuste al alza mediante la inclusión de una disposición adicional en un RDL<sup>11</sup>. De ese modo la cifra inicialmente contemplada (1.100 M€ en ambos casos) se amplió posteriormente hasta alcanzar 2.352 M€ en 2021 y 2.028 M€ en 2022, respectivamente. Sin embargo, en 2023, ejercicio para el que también figuraban en los PGE unas transferencias previstas de 1.100 M€, los ingresos percibidos por el sistema han sido sustancialmente inferiores: 917 M€. Para 2024 se repite la cifra de partida de 1.100 M€ si bien, como se ha observado, la cifra final podría variar significativamente al alza o a la baja.

**Cuadro 3. Ingresos por subastas de CO<sub>2</sub> y transferencias al sistema eléctrico (millones de euros)\***

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Ingresos de las subastas	494	1.306	1.245	1.240	2.483	3.231	3.356
Transferencias al sistema eléctrico*	459	770	647	929	2.352	2.028	917
% transferido al sistema eléctrico	93%	59%	52%	75%	95%	63%	27%

\*Datos de informe de liquidación definitiva CNMC. No coinciden con lo del Informe de la CE debido, probablemente, a diferencias en la asignación temporal.

Fuente: Comisión Europea, CNMC y elaboración propia.

<sup>8</sup> Según el artículo 36 del RD 738/2015 “La retribución por otros costes operativos incluye los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica resultantes de la aplicación de la normativa en vigor, los pagos para la financiación del operador del sistema y, en su caso, del mercado y del impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica derivado de la aplicación de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética”.

<sup>9</sup> Ver Informe por el que se aprueba la memoria acreditativa para la previsión de la compensación presupuestaria de los extracostes de producción de energía eléctrica en los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares en el ejercicio 2022 (INF/DE/064/21), 10 de junio de 2021.

<sup>10</sup> Ver Informe por el que se aprueba la memoria acreditativa para la previsión de la compensación presupuestaria de los extracostes de producción energía eléctrica en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares en el ejercicio 2023 (INF/DE/081/22), 9 de junio de 2022.

<sup>11</sup> La Ley 7/2021 de Cambio Climático y Transición Energética establece una transferencia mínima de 450 M€ para financiar los costes del sistema eléctrico.

El Cuadro 3 compara la recaudación obtenida por las subastas de derechos de emisión en España y las transferencias realizadas al sistema eléctrico entre 2017 y 2023. Los datos de recaudación son los que figuran en los informes de progreso sobre la acción climática que realiza anualmente la Comisión Europea a partir de la información proporcionada por los Estados Miembros. Debe señalarse que hasta 2023 al menos el 50% de los fondos obtenidos a partir de las subastas debían gastarse en acciones dirigidas al clima y la energía. Sin embargo, desde junio de 2023 los estados miembros deben utilizar el 100% de los ingresos obtenidos por las subastas en acciones de clima y energía, recogidas en el artículo 10.3 de la Directiva 2003/87/CE actualizada<sup>12</sup>. En la información que proporciona el informe de la CE y que se muestra en el Cuadro 3 no se incluyen los ingresos utilizados en las ayudas por los costes indirectos del carbono<sup>13</sup>. Como puede observarse, aunque hay una elevada variabilidad de los ingresos dedicados al sistema eléctrico entre años, lo cierto es que el ejercicio 2023 ha registrado unas transferencias extraordinariamente reducidas en relación con los ingresos obtenidos de las subastas: tan solo un 27% y muy debajo de los porcentajes alcanzados en años previos. Ello pese a que los ingresos de ese año se situaron en máximos históricos, lo que fue consecuencia a su vez del mayor precio medio anual, en torno a 83 €/tCO<sub>2</sub>. En 2024 se produjo una notable caída, al entorno de 65 €/tCO<sub>2</sub>, si bien los futuros para 2026 y 2027 se sitúan actualmente en torno a 80 €/tCO<sub>2</sub>.

### Los cargos

Los costes distintos a las redes (“otros costes”) que no se cubren mediante las transferencias previstas del Tesoro se distribuyen entre los consumidores a través de los cargos en sus facturas eléctricas. Para ello, cada año el Miteco realiza una previsión sobre la cuantía necesaria a recaudar, que es resultado de detraer de esos “otros costes” previstos las transferencias también previstas desde el Tesoro. Ese saldo se distribuye entre los consumidores según los grupos tarifarios y periodos sobre la base de una metodología desarrollada en el RD 148/2021. Ello resulta en unos precios unitarios por grupo tarifario/periodo que, como en el caso de los peajes, están vinculados por un lado a la potencia contratada y, por otro lado, a la energía consumida. De ese modo, la recaudación obtenida por los cargos no es sino el resultado de multiplicar esos precios unitarios por las correspondientes unidades de potencia contratadas y las unidades de energía consumidas. Una diferencia importante con respecto a los peajes, sin embargo, es el distinto peso relativo que se contempla en la parte del término de potencia y de energía. Mientras que en los peajes es de un 75% y 25% en el término de potencia y de energía, respectivamente, en los cargos es de 25% y 75%, respectivamente, para los pequeños consumidores (grupo tarifario 2.0), porcentaje que se modifica a un 40% y 60% para el resto de los grupos tarifarios. Esto es, el Miteco decidió variabilizar mucho más los costes asociados a los cargos, vinculando una parte mayoritaria de los mismos a la energía consumida, que lo decidido por la CNMC para los costes de las redes asociados a los peajes.

La recaudación por los cargos, que hasta junio de 2021 se incluía junto a la de peajes en el concepto de “peajes de acceso” de la factura eléctrica, se ha reducido muy considerablemente desde entonces. Ello se debió inicialmente a la reducción temporal del 96% de los cargos desde el 16 de septiembre de 2021 hasta el final de ese año (RDL 17/2021). En 2022 se aplicaron dos reducciones de los cargos: la primera (del 35% sobre los cargos iniciales de 2021) desde el 1 de enero, a la que siguió una segunda reducción en un porcentaje similar desde el 1 de abril. Esa reducción prácticamente se mantuvo en 2023 y en 2024. El Miteco ha planteado un aumento del 39% en los precios unitarios de los cargos para 2025 lo que, sobre

---

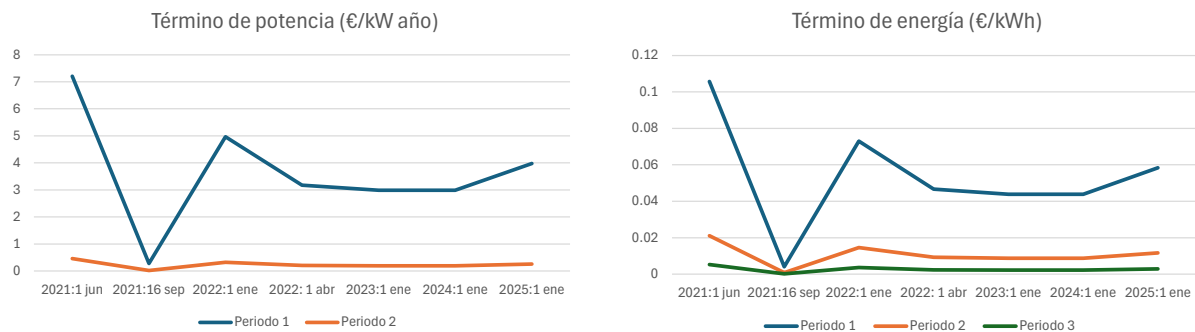
<sup>12</sup> A excepción de los ingresos utilizados para la compensación de los costes indirectos del carbono.

<sup>13</sup> Artículo 10bis.6 de la Directiva. Por ejemplo, en 2023 se reportó el uso de 228,8 M€ para la compensación por costes indirectos del CO<sub>2</sub>. En 2024 se autorizó una dotación de 300 M€ y, para 2025, se ha anunciado una dotación de 600 M€. La Comisión Europea decidió en 2023 aumentar el límite de ayudas inicialmente autorizado al revisar los precios de los derechos de emisión para el periodo 2023-2031.



las previsiones de energía consumida y potencia contratada, permitiría recaudar en torno a 3.520 M€. El Gráfico 1 ilustra la evolución de los cargos para un consumidor doméstico (grupo tarifario 1) entre el 1 de junio de 2021 y el año 2025, este último a partir del proyecto de Orden Ministerial. Como puede observarse, incluso con el incremento para 2025, los precios unitarios por los cargos se siguen situando muy por debajo de los niveles de partida en 2021.

**Gráfico 1. Evolución de los precios unitarios por cargos para un pequeño consumidor (grupo tarifario 2.0), 2021-2025**



Nota: Los precios unitarios de los cargos y de los peajes discriminan entre grupos tarifarios y periodos. En el caso del grupo 2.0 los periodos diferencian las horas del año en dos conjuntos para el término de potencia (seis en el caso del resto de grupos tarifarios) en función de la temporada, el día de la semana, la hora del día y el sistema eléctrico. En el Gráfico se muestran los precios unitarios de los dos periodos correspondientes al sistema peninsular. En el caso del término de energía las variables que definen los periodos son las mismas, pero en este caso se distinguen tres conjuntos. Los periodos figuran en la Circular 3/2020 de la CNMC, pero se aplican tanto a los cargos como a los peajes.

Fuentes: Orden TED/371/2021; Real Decreto-ley 17/2021; Orden TED/1484/2021; RDL 6/2022; Orden TED/1312/2022; Orden TED/113/2024; Propuesta OM para cargos en 2025 (en consulta).

La recaudación por cargos depende de los precios unitarios pero también, como se ha señalado, de las potencias contratadas y del consumo eléctrico. A ese respecto, debe recordarse que en los últimos años se ha producido una reducción de la demanda eléctrica. Pese a que en 2024 sí se ha observado un moderado aumento interanual (1,5%), la demanda nacional medida en el punto de consumo se sigue situando en el entorno de 9 puntos porcentuales por debajo de la correspondiente a 2019. En concreto, en 2019 la demanda en consumo fue de 233.747 TWh, mientras que la previsión de cierre para 2024 es de 210.200. Obviamente, esa menor demanda de energía conlleva menores ingresos por cargos para el sistema, especialmente al recaer estos en mayor proporción en el término vinculado al consumo (variable) de energía que en el término (fijo) de potencia contratada. Para 2025, la CNMC prevé un aumento del 1,3% del consumo y del 1% en la potencia contratada. Probablemente, si se avanza de modo más decidido en la electrificación del sistema (transporte, residencial, industria), los aumentos de la demanda y potencia reales sean sustancialmente superiores en los próximos años.

#### 4. La posible desaparición del IVPEE

Como se ha señalado, el IVPEE surgió en 2012 en unas circunstancias marcadas por un enorme y persistente desequilibrio financiero del sistema eléctrico y una alarmante acumulación de deuda. Afortunadamente, la situación actual está lejos de ese escenario.

A ese respecto, en primer lugar, cabe recordar que los costes vinculados al pago de la deuda, que en 2025 se mantendrán en niveles muy similares a los del año pasado (en el entorno de 2.400 millones de euros), se reducirán considerablemente en 2026 (hasta el entorno de 1.890 millones de euros) y 2027 (hasta el

entorno de 1.160 millones de euros), siendo 2028 el año de liquidación definitiva de la deuda histórica (los 280 millones restantes).

En segundo lugar, la tendencia natural de los costes asociados a la retribución específica (RECORE) es decreciente debido a la gradual finalización de la vida útil regulatoria de las instalaciones acogidas al mismo o a la percepción de la totalidad de la rentabilidad asegurada. En 2023 los costes de la retribución específica fueron de 4.450 M€, una cifra ligeramente superior a su previsión de cierre para 2024. En 2025 se prevén unos costes inferiores, en el entorno de 4.200 M€<sup>14</sup>.

En tercer lugar, no cabe esperar grandes modificaciones en la retribución adicional vinculada a los extracostes por generación en los SNP, con las incertidumbres habituales por el precio futuro de los hidrocarburos y una previsible reducción en los extracostes del sistema eléctrico de Baleares cuando entre en funcionamiento el segundo enlace submarino con la península.

Por lo tanto, no hay elementos que indiquen que se producirá un aumento de los costes distintos a las redes; de hecho, la tendencia es la contraria. Por lo tanto, si se supone para los próximos cuatro años unos costes del RECORE en el entorno de 4.500 millones de euros y unos extracostes de los SNP en el entorno de 800 millones de euros<sup>15</sup>, la totalidad de costes distintos a las redes pasarán (en números redondos) de 7.700 millones en 2025 a 7.200 millones en 2026, 6.500 en 2027 y 5.600 en 2028.

Para cubrir esos costes sería muy importante, en primer lugar, que los ingresos asociados a las subastas de CO<sub>2</sub> volvieran a niveles más similares a los de 2021 y 2022, en el entorno de 2.100 millones de euros. Como se ha señalado, por un lado, la modificación de la Directiva del Régimen para el comercio de derechos de emisión refuerza el uso de los ingresos por las subastas en medidas vinculadas a la transición energética, entre las que obviamente se encuentran los costes asociados al RECORE. Por otro lado, las expectativas de ingresos por las subastas de derechos de emisión son de un aumento de la recaudación, en línea con la recuperación de los precios de los derechos<sup>16</sup>.

En segundo lugar, en los próximos años se seguirá contando con varios de los tributos y cánones incluidos en la Ley 15/2012, que aportarán en el entorno de 600 M€ anuales procedentes de los impuestos vinculados a la generación de energía con origen nuclear, del impuesto especial de hidrocarburos recaudado en la generación eléctrica y del canon hidráulico<sup>17</sup>.

---

<sup>14</sup> Un Real Decreto actualmente en consulta pública introduce algunas modificaciones en el régimen de retribución específico, vinculadas a las horas de funcionamiento mínimo y a la consideración de horas con precios de mercado igual a cero que podrían modificar ligeramente al alza el coste del sistema en un contexto en el que será más frecuente que las instalaciones renovables no puedan vender su producción como consecuencia de procesos de solución de restricciones técnicas desarrollados por el operador del sistema. En la práctica, esto afectará a la generación de origen solar.

<sup>15</sup> Recuérdese que esa cuantía se corresponde con el 50% que se abona mediante el sistema, ya que el otro 50% se abona directamente desde los PGE. Los costes que prevé el Miteco en los SNP para el ejercicio 2025 son de 836 M€, pero también asume costes del RECORE inferiores a los aquí contemplados (4.200 M€). Es decir, la cifra aquí asumida de costes anuales de 5.300 M€ por RECORE y SNP es una previsión que probablemente resulte ligeramente al alza en relación con la real.

<sup>16</sup> Ello sin contar con que, además, a partir de 2027 debe estar plenamente operativo la extensión del Régimen Europeo de Comercio de Derechos de Emisión hacia sectores adicionales, incluidos los edificios y el transporte por carretera (el llamado ETS2), lo que reportará importantes ingresos adicionales.

<sup>17</sup> Con la Ley 7/2022, de 8 de abril, de residuos y suelos contaminados para una economía circular (DF Segunda) se modificó la norma del canon por utilización de las aguas continentales para la producción de energía eléctrica, que si bien se incluye también en la Ley 15/2012 fue anulado en 2021 por sentencias del Tribunal Supremo. Con la norma modificada, el 50 por ciento del canon recaudado será destinado a financiar los costes del sistema eléctrico referidos al fomento de energías renovables.

Por lo tanto, bajo la premisa de que se contaría con unos ingresos relativamente estables del entorno de 2.700 M€ procedentes de los impuestos de la Ley 15/2012, distintos al IVPEE, y de las subastas de derechos de emisión de CO<sub>2</sub>, la cuestión es cómo recaudar el montante que falta hasta lograr cubrir la totalidad de los costes del sistema distintos a los de redes. Ese montante será aproximadamente de 5.000 M€ en 2025, para ir descendiendo a partir de entonces hasta una cifra en torno a 2.600 M€ a partir de 2028. Una parte importante de ese montante se obtendrá de los ingresos por los cargos ya vigentes. De hecho, la recaudación prevista proveniente de los cargos con los precios unitarios propuestos por el Miteco para 2025 es de algo más de 3.500 M€. Como se ha indicado previamente, esa recaudación será superior a la de los ejercicios previos, afectados por la reducción de los precios unitarios de los cargos, pero no alcanzará las recaudaciones por cargos obtenidas hasta el segundo semestre de 2021. La cuestión es, pues, si se sigue recurriendo al IVPEE como fuente adicional de ingresos para el sistema o si este se elimina y se sustituye provisionalmente con un aumento de los cargos con respecto a los niveles fijados para 2025. Ese aumento afectaría fundamentalmente al ejercicio actual, pero ya desde 2026 podrían ir reduciéndose los precios unitarios de los cargos pues, como se ha señalado, el coste por el pago de la deuda va a ir disminuyendo rápidamente.

Antes de profundizar en esta cuestión debe enfatizarse que el IVPEE surgió en 2012 como un tributo “circular” que genera la apariencia de que los consumidores pagan menos por los otros costes del sistema, al ser las empresas generadoras las obligadas a la liquidación del impuesto ante Hacienda. Sin embargo, como se ha señalado, se trata sólo de una apariencia que surge porque los cargos son visibles en la factura mientras que el IVPEE no lo es al estar contenido en el precio que el consumidor paga por la energía, como se ha explicado con anterioridad. Por tanto, la cuestión que se plantea es clara: o bien parte de los costes se recuperan mediante un impuesto al valor de la producción, como hasta ahora, o bien se recuperan mediante mayores cargos que los actuales. No tiene sentido plantear que el IVPEE debe desaparecer “si no hay déficit” porque en los momentos actuales, en que se ha liquidado todo o prácticamente todo el remanente de superávits previos con el que se ha contado en 2023 y 2024, eliminar el IVPEE necesariamente requiere buscar otras fuentes de ingresos para cumplir con una planificación que garantice el equilibrio financiero del sistema. Cuestión distinta es que muy probablemente en tres años (y con certeza en cuatro años) no tendrá sentido seguir manteniendo el IVPEE porque, incluso con los niveles actuales de los precios unitarios de los cargos, y asumiendo el mantenimiento de ingresos procedentes de las subastas de CO<sub>2</sub> y del resto de impuestos de la Ley 15/2012, no se necesitará del IVPEE para garantizar el equilibrio financiero del sistema eléctrico debido a la desaparición del pago de la deuda.

En suma, la cuestión es si en los próximos dos años, asumiendo que no hay más ingresos del Tesoro que los 2.700 M€ señalados, esos costes los pagan los consumidores en forma de mayores cargos o los pagan los consumidores en forma de un mayor precio de la energía. Hay dos razones para pensar que es mejor hacerlo en forma de un mayor nivel temporal de cargos. La primera se ha repetido en múltiples ocasiones: un impuesto a la generación, que no existe en otros países, encarece artificialmente el producto doméstico y en consecuencia distorsiona la señal de precios en frontera, generando un exceso de importaciones de electricidad desde Portugal y Francia en relación con las que tendríamos en ausencia del impuesto.

La segunda razón es que los cargos se distribuyen entre los consumidores con arreglo a una metodología que tiene en consideración criterios que se consideran los más adecuados para una distribución eficiente de los costes hundidos que se pretenden cubrir. Como principio general, parece lógico pensar que es más eficiente realizar una distribución de un coste hundido entre consumidores y periodos con arreglo a un conjunto de características que identificamos como razonables. Sin embargo, la distribución del IVPEE no permite discriminar entre consumidores o periodos: es una proporción fija del precio por MWh para todos los consumidores y en todo momento del tiempo. En suma, dado que el regulador competente (en

este caso el Miteco) ha diseñado una metodología que considera óptima para efectuar el reparto de los costes distintos a las redes entre los consumidores, parece razonable que haga uso de ella para distribuir la totalidad de esos costes.

Debe recordarse que la metodología actual reconoce que los cargos cubren costes hundidos del sistema. Esto es completamente cierto en el caso de las anualidades del déficit, que no dependen en nada de la potencia contratada o de la energía consumida, y “casi” cierto en el caso del RECORE y de los extracostes de los SNP, pues estos son altamente independientes de la energía consumida al depender en gran medida de una retribución a la inversión efectuada. La cuestión es pues cómo repartir esos costes entre los consumidores, siempre asumiendo que la decisión regulatoria es esa y no la de trasladarlos a los contribuyentes mediante transferencias adicionales procedentes de los PGE.

A ese respecto, en la elaboración de la metodología de cargos se descartaron algunas soluciones de reparto uniforme en términos de los puntos de suministro o de la energía consumida. La primera porque haría recaer prácticamente todo el coste en los pequeños consumidores. La segunda porque haría recaer una parte sustancial del coste en los grandes consumidores. Para ilustrarlo, el Cuadro 4 simula cuál sería el reparto de la recaudación por cargos en 2025 si la metodología se basase exclusivamente en los puntos de suministro (columna 1), en la potencia facturada (columna 2) o en la energía consumida (columna 3). Para ello se hace uso de las previsiones para cada uno de esas variables, grupos tarifarios y periodos contenidas en la propuesta de Orden de cargos de 2025. Como referencia, los consumidores domésticos y una parte sustancial de las pequeñas empresas se sitúan en el grupo tarifario 2.0. Como es fácil de observar, en la distribución entre potencia y energía, un mayor peso relativo del primer factor haría que los cargos recayesen en mayor proporción en los consumidores en baja tensión (2.0 y 3.0) que en los de alta tensión. La columna 4 muestra el reparto actual, que es una combinación de los dos factores con las ponderaciones ya descritas con anterioridad.

**Cuadro 4. Distribución de la recaudación por cargos en 2025 con distintos criterios**

Grupo tarifario	(1) Solo por puntos de suministro	(2) Solo por potencia facturada	(3) Solo por energía consumida	(4) Reparto actual (combinación de potencia y energía)
2.0	96,93%	71,36%	32,58%	57,95%
3.0	2,68%	11,58%	15,21%	18,97%
6.1	0,37%	10,79%	29,74%	18,63%
6.2	0,01%	2,73%	9,79%	2,73%
6.3	0,00%	1,21%	4,48%	0,96%
6.4	0,00%	2,33%	8,20%	0,76%

Fuente: Elaboración propia a partir de la Orden de cargos de 2025.

De modo similar, el Cuadro 5 muestra cuál es la distribución de la recaudación del IVPEE por grupos tarifarios. Para ello se parte del precio medio pagado (€/MWh) en el mercado diario por un consumidor medio de cada uno de los seis grupos tarifarios (columna 1) y la demanda de cada grupo (columna 2). Ambos datos se extraen del Boletín de indicadores eléctricos de la CNMC y se corresponden con el año 2023. El precio medio es el resultante de aplicar el precio horario de la energía en el mercado organizado a la curva de carga horaria en barras de central del grupo tarifario correspondiente. De ese modo, aunque el precio de mercado en cada hora sea el mismo para todos los consumidores, el precio pagado a lo largo del año por un consumidor medio del grupo correspondiente no es idéntico, ya que depende de cuál es su perfil horario de consumo a lo largo de todas las horas del año. Como es razonable esperar, el precio

medio pagado es mayor para los consumidores domésticos y desciende para los consumidores conectados a mayores niveles de tensión<sup>18</sup>. La columna (3) del Cuadro 5 muestra la recaudación que se habría obtenido por la energía consumida por cada grupo tarifario, valorada al precio medio correspondiente y aplicando el tipo del 7% del IVPEE, que en total habría ascendido a 1.519 M€ en 2023. Recuérdese que este ejercicio es puramente “virtual” ya que en ese año hubo suspensión del IVPEE, pero lo que interesa aquí resaltar es la distribución de la recaudación del IVPEE, que se muestra en la columna (4). Naturalmente, esa distribución es muy similar a la del término de energía en los cargos, ya que ambas vienen determinadas por la energía consumida. Las diferencias vendrían dadas fundamentalmente porque la distribución de los cargos no solo tiene en consideración el grupo tarifario sino, también, el periodo temporal, lo que no ocurre en el caso del IVPEE.

#### Cuadro 5. Distribución de la recaudación por el IVPEE

Grupo tarifario	(1) Precio medio diario (€/MWh)	(2) Energía consumida (GWh)	(3) Recaudación estimada IVPEE (M €)	(4) Distribución recaudación estimada IVPEE (%)
2.0	105,8	69.613	516	33,94%
3.0	105,2	33.030	243	16,01%
6.1	95,2	65.155	434	28,58%
6.2	92,8	21.623	140	9,25%
6.3	90,9	9.669	62	4,05%
6.4	88,8	19.968	124	8,17%

Fuente: Elaboración propia a partir del Boletín de indicadores eléctricos (CNMC).

Al eliminarse, como aquí se propone, el IVPEE y sustituirse este por un aumento temporal de los cargos, una cuestión importante es cómo impactaría ese cambio entre los grupos tarifarios. A ese respecto, si bien podrían plantearse metodologías alternativas, lo razonable es simplemente comparar la distribución entre los distintos grupos en dos escenarios. Por un lado, la carga que soportan actualmente con el IVPEE más los cargos actuales. Por otro lado, un escenario de supresión del IVPEE, cuya pérdida de recaudación se compensa con unos cargos con precios unitarios más altos. En este último caso se adopta la misma distribución que la dispuesta por el Miteco en la metodología de cargos. En concreto, se asignan los coeficientes de reparto por los grupos tarifarios y periodos horarios que figuran en la metodología ya que, según esta, esa asignación “persigue una aproximación de reparto de costes por precios Ramsey de manera que estos coeficientes representarían la elasticidad de la demanda al precio relativa de dicho segmento tarifario, y periodo horario, en su caso”. A ese respecto, y como es bien conocido, la literatura económica considera que los precios Ramsey son la forma menos distorsionadora para la asignación de costes hundidos entre distintos consumidores, ya que los hace recaer en mayor proporción sobre los consumidores cuyas demandas son menos elásticas al precio. Al mismo tiempo, la metodología tuvo en cuenta otras consideraciones de política energética (como el fomento de la electrificación o el impacto en consumidores vulnerables), de modo que optó por el reparto en los términos de potencia/energía del 25%/75% para los consumidores del grupo tarifario 2.0. y del 40%/60% en el resto de grupos.

<sup>18</sup> Un consumidor más intensivo de energía, como una gran empresa, ajusta mejor su perfil horario de consumo a la curva de precios intradiario que un consumidor doméstico. Por ejemplo, el consumo doméstico máximo se produce en las primeras horas de la noche, momento que coincide con los mayores precios de mercado.

**Cuadro 6. Distribución de los costes distintos a las redes: escenario actual y propuesta**

Grupo tarifario	Situación actual			Propuesta	
	Recaudación IVPEE 2025 (M€)	Recaudación cargos 2025 (M€)	IVPEE + cargos 2025 (%)	Recaudación cargos sin IVPEE 2025 (M€)	Cargos sin IVPEE 2025 (%)
2.0	509	2.028	50,75%	2.897	57,95%
3.0	240	664	18,08%	949	18,97%
6.1	429	652	21,62%	931	18,63%
6.2	139	96	4,69%	137	2,73%
6.3	61	34	1,89%	48	0,96%
6.4	123	27	2,98%	38	0,76%
<b>Total</b>	<b>1.500</b>	<b>3.500</b>	<b>100%</b>	<b>5.000</b>	<b>57,95%</b>

Fuente: Elaboración propia.

Por lo tanto, el Cuadro 6 compara cuál es la distribución por grupos tarifarios en los dos escenarios: con la situación actual consistente en recaudar 1.500 M€ procedentes del IVPEE<sup>19</sup> y 3.500 M€ procedentes de los cargos, frente a recaudar 5.000 M€ solo a través de los cargos. Como es esperable, el grupo tarifario perjudicado es el de los consumidores más pequeños ya que, en relación con otros grupos, estos se ven beneficiados actualmente del pago del IVPEE a través del precio de la energía. En concreto, los consumidores del grupo 2.0 (básicamente, domésticos) pasan de soportar un 50,75% de los costes a un 57,95%. El Anexo muestra algunos detalles de la simulación realizada siguiendo, como se ha señalado, la metodología actual de cargos. Trasladar la recaudación de 5.000 M€ al cálculo de nuevos precios unitarios de cargos es muy simple ya que estos se basan en tres variables: unos coeficientes de reparto para cada grupo y periodo (que son invariables entre años), una previsión del consumo y la potencia facturada de cada grupo y periodo para el año en cuestión y, finalmente, la cuantía que se desea recaudar por los cargos.

Cuatro cuestiones son relevantes en el resultado obtenido. En primer lugar, el aumento del precio unitario de los cargos con respecto a los precios propuestos para 2025 que compensaría la desaparición del IVPEE es del 41%, en correspondencia con el aumento de la recaudación requerida. Como se ha señalado, la distribución del impacto de ese aumento entre los grupos de consumidores y periodos es idéntica a la contenida en la metodología de cargos, que el Miteco ha considerado como más apropiada. De hecho, desde ese punto de vista, la distribución obtenida es más coherente que la actual distribución de IVPEE+cargos, en la medida en que la distribución del IVPEE (Cuadro 5) no respeta los criterios que la metodología considera más adecuados para asignar los costes hundidos entre los consumidores eléctricos.

En segundo lugar, si bien los precios unitarios serían superiores a los aprobados para 2025, se seguirían situando muy por debajo de los niveles que se aprobaron inicialmente para el año 2021 y estuvieron vigentes hasta el 16 de septiembre de ese año, en que se redujeron de modo extraordinario. De hecho, como se muestra en el Anexo, incluso con ese aumento del 41% seguirían estando un 22% por debajo de los precios de aquel año.

<sup>19</sup> En el Anexo II de su informe previo a la Orden de cargos de 2025, la CNMC calculó una recaudación del IVPEE para 2025 más cercana a 2.000 M€, frente a los menos de 1.400 M€ previstos para el cierre de 2024. Ello se basa en asumir un precio medio de 70 €/MWh en 2025, frente a 57,35 €/MWh. Por lo tanto, la simulación que aquí se hace asume un precio de mercado medio a lo largo de 2025 más cercano a los 60 €/MWh que a los 70 €/MWh.

En tercer lugar, el aumento de cargos que aquí se propone para compensar la eliminación del IVPEE se circunscribiría básicamente al ejercicio 2025, con reducciones desde entonces para volver al nivel actual en 2027 o 2028. Además, en todo este ejercicio se ha supuesto que en 2024 se habrá agotado ya el remanente disponible por superávits anteriores. Que eso ocurra o no va a depender también de las transferencias desde el Tesoro efectivamente realizadas para el ejercicio 2024, que no se cerrarán definitivamente hasta finales de 2025. Obviamente, si se dispusiera de algún remanente habría mayor holgura para un menor aumento de los cargos en sustitución de la eliminación del IVPEE que sea compatible con el mantenimiento del equilibrio financiero del sistema.

**Cuadro 7. Factura anual de un consumidor doméstico en 2025: situación actual y propuesta**

		Situación actual		Propuesta	
Término de potencia		Euros		Euros	
<b>Peajes</b>	Punta	22,958932 €/kW año	80,36	22,958932 €/kW año	80.36
	Valle	0,442165€/kW año	1,55	0,442165 €/kW año	1.55
<b>Cargos</b>	Punta	3,94445063 €/kW año	13,81	5,63492948 €/kW año	19.72
	Valle	0,25367617 €/kW año	0,89	0,36239453 €/kW año	1.27
<b>Término de energía</b>					
<b>Peajes</b>	Punta	0,034234 €/kWh	29,37	0,034234 €/kWh	29.37
	Llano	0,016540 €/kWh	12,21	0,016540 €/kWh	12.21
	Valle	0,000079 €/kWh	0,11	0,000079 €/kWh	0.11
<b>Cargos</b>	Punta	0,05790616 €/kWh	49,68	0,08272309 €/kWh	70.98
	Llano	0,01158123 €/kWh	8,55	0,01654462 €/kWh	12.21
	Valle	0,00289531 €/kWh	4,07	0,00413615 €/kWh	5.81
<b>Coste de la energía</b>	Punta	0,150 €/kWh	128,7	0,1395 €/kWh	119.7
	Llano	0,100 €/kWh	73,8	0,0930 €/kWh	68.6
	Valle	0,075 €/kWh	105,3	0,0697 €/kWh	97.9
Financiación del bono social		4,66 €/año	4,66	4,66 €/año	4,66
Margen regulado		3,113 €/kW año	10,90	3,113 €/kW	10,90
<b>Total</b>			<b>523,9</b>		<b>535,4</b>
<b>Total con IEE</b>		<b>5.11269632%</b>	<b>550,6</b>	<b>5,11269632%</b>	<b>562,7</b>
Alquiler de equipo			9,72		9,72
<b>Total con IEE y con IVA</b>			<b>678,1</b>		<b>692,7</b>

Notas: Consumidor doméstico con PVPC, con una potencia contratada de 3,5 kW y un consumo anual de 3.000 kWh con perfil de consumo horario idéntico al utilizado por la CNMC en su comparador de precios y basado en una curva de carga media. Ello lleva a un consumo de 858 kWh, 738 kWh y 1.404 kWh en los periodos punta, llano y valle, respectivamente. Los cargos son los aprobados por la CNMC para 2025. Los cargos son los propuestos en la Orden Ministerial o, en el escenario alternativo, los incrementados para cubrir la desaparición del IVPEE.

Fuente: Elaboración propia

Por último, el impacto en la factura de la propuesta aquí realizada para el grupo de consumidores afectado, que son los domésticos, es muy moderado: tan solo un 2,1% en el año 2025. El Cuadro 7 muestra el desglose de los distintos componentes de la factura que conduce a ese resultado. Para ello se utiliza el supuesto habitual de un consumidor doméstico con 3,5 kW de potencia contratada y un consumo anual de 3.000 kWh, con la distribución entre periodos según las curvas de carga media de un

consumidor de ese grupo tarifario, que son las empleadas por la CNMC en su herramienta online de comparador de ofertas de la energía. En suma, aunque los consumidores de este grupo tarifario son los únicos afectados negativamente por la propuesta aquí realizada, el aumento temporal de cargos requerido, ya compensado en buena parte por la reducción del coste de la energía, se diluye además de un modo muy importante en términos del efecto sobre la factura ya que, incluso en el escenario alternativo, los cargos solo representan algo menos del 16% de la factura final del consumidor doméstico.

## 5. Conclusiones

En este trabajo se ha analizado la situación de los ingresos y los costes regulados del sector eléctrico. El análisis realizado permite sostener la propuesta de supresión del IVPEE y su sustitución temporal por un aumento de los cargos con respecto a la propuesta que para 2025 ha realizado el Miteco. Este cambio tiene efectos favorables para la mayoría de grupos tarifarios, permitiendo una reducción del coste del suministro eléctrico, y solo tiene un impacto negativo en el grupo de consumidores domésticos. Sin embargo, ese impacto es de muy pequeña magnitud, apenas un aumento del 2% en la factura anual. El aumento de los cargos sería temporal, ya que la reducción de los costes distintos a los de las redes va a ser muy acusada en los próximos años en el contexto de finalización del pago de la deuda del sector eléctrico. La desaparición del IVPEE permitiría terminar con la paradoja de la existencia de un impuesto “circular” que pagan los consumidores eléctricos a través del coste de la energía consumida y que se utiliza para cubrir parcialmente los costes hundidos del sistema. Sin embargo, la distribución de esos pagos entre consumidores y periodos no se hace a través del mecanismo que la propia metodología de cargos considera como más adecuada para transmitir a los consumidores esos costes hundidos. La desaparición del IVPEE también permitiría poner fin a la distorsión competitiva en nuestros intercambios de energía con los países vecinos, en los que no existe un impuesto a la generación que las empresas incorporan como un coste variable más en las ofertas que realizan al mercado. Adicionalmente, IVPEE permite reducciones de costes regulados del sistema, al constituir este impuesto parte de los costes reconocidos a las plantas de generación acogidas al sistema de retribución específica de renovables, cogeneración y residuos, así como a las plantas de generación térmica en los sistemas no peninsulares.

Debe remarcar que, por supuesto, la propuesta que aquí se hace satisface el mantenimiento del equilibrio financiero del sistema eléctrico. En cualquier caso, se recomienda también estabilizar en los próximos años los flujos percibidos por el sistema tanto en relación con otras figuras tributarias recogidas en la Ley 15/2012 como, sobre todo, en relación con las transferencias percibidas por los ingresos asociados a las subastas de derechos de emisión.



## Anexo

### Cálculos de simulación por la eliminación del IVPEE

El Cuadro A1 muestra los precios unitarios de los términos de energía y de potencia contenidos en la propuesta de la Orden de cargos de 2025.

**Cuadro A1. Precios aplicables a los grupos tarifarios en 2025 (Orden de cargos)**

Grupos tarifarios	Periodos					
	Término de energía: Precio por kWh					
	1	2	3	4	5	6
2.0	0.058345	0.011669	0.002917			
3.0	0.032526	0.024083	0.013010	0.006505	0.004170	0.002602
6.1	0.017686	0.013101	0.007074	0.003537	0.002267	0.001415
6.2	0.008298	0.006146	0.003319	0.001660	0.001064	0.000664
6.3	0.006802	0.005039	0.002721	0.001360	0.000872	0.000544
6.4	0.002584	0.001914	0.001034	0.000517	0.000331	0.000207
	Término de potencia: Precio por kW					
2.0	3.974324	0.255597				
3.0	4.938427	2.471370	1.795507	1.795507	1.795507	0.823071
6.1	5.126302	2.565475	1.864110	1.864110	1.864110	0.854384
6.2	3.010339	1.506773	1.094669	1.094669	1.094669	0.501723
6.3	2.410323	1.206189	0.876345	0.876345	0.876345	0.401720
6.4	1.179050	0.590016	0.428745	0.428745	0.428745	0.196508

El cálculo de ese precio unitario parte de unos coeficientes de potencia y de energía contenidos en la metodología (RD 148/2021), que se muestran a continuación:

**Cuadro A2. Valores de los coeficientes de energía y potencia (Metodología de cargos)**

Grupos tarifarios (s)	Periodos (i)					
	Coeficientes de energía (kWh/€)					
	1	2	3	4	5	6
Ce1i	485	2425	9700			
Ce2i	870	1175	2175	4350	6786	10875
Ce3i	1600	2160	4000	8000	12480	20000
Ce4i	3410	4604	8525	17050	26598	42625
Ce5i	4160	5616	10400	20800	32448	52000
Ce6i	10950	14783	27375	54750	85410	136875
	Coeficientes de potencia (kW/año y €)					
Cp1i	7.12	110.71				
Cp2i	5.73	11.45	15.76	15.76	15.76	34.38
Cp3i	5.52	11.03	15.18	15.18	15.18	33.12
Cp4i	9.40	18.78	25.85	25.85	25.85	56.40
Cp5i	11.74	23.46	32.29	32.29	32.29	70.44
Cp6i	24.00	47.96	66.00	66.00	66.00	144.00

A partir de las previsiones de energía consumida (E) y de potencia (P) para cada grupo (s) y periodo (i), así como de los correspondientes coeficientes, se construye un Término de ajuste de coeficientes (TAC), del siguiente modo:

$$TAC = \sum_{i=1}^{i=6} \sum_{s=1}^{s=6} \frac{E_{si}}{C_{e_{si}}} + \frac{P_{si}}{C_{p_{si}}}$$

El valor de ese TAC para 2025 es de 124.625.181,63 €. Adicionalmente, la división de la cuantía a recaudar para el año entre el TAC determina un Término de ajuste unitario (TAU). En concreto, para una recaudación deseada de 3.526 M€ (que es la contenida en la Orden de cargos de 2025) resulta en un TAU con valor 28,29718892.

Finalmente, el precio unitario de un grupo y periodo es simplemente el resultado de dividir el valor del TAU entre el valor del coeficiente de ajuste para ese grupo y periodo. Por ejemplo, para el grupo tarifario 2.0 y el periodo 1, es igual a (véase Cuadro A.1):

Precio unitario del término de energía = 28,29718892/485 kWh/€ = 0,058345 €/kWh

Precio unitario del término de potencia = 28,29718892/7,12 kW/€ y año = 3,974324 €/kW y año

Si la cuantía a recaudar por cargos fuera de 5.000 M€, esto es, un 42% más, la metodología garantiza que la distribución de ese reparto no se modifica entre grupos y periodos, ya que los coeficientes de ajuste de energía y de potencia se mantienen constantes. Por ejemplo, para el grupo 2.0 y periodo 1 pasaría a ser de 0,082723 €/kWh y de 5,634929 €/kW y año en los términos de energía y de potencia, respectivamente. Sin embargo, esos valores aún se situarían un 22% por debajo de los precios unitarios establecidos en la Orden TED/371/2021, de 19 de abril, por la que se establecieron los precios de los cargos del sistema eléctrico a partir del 1 de junio de 2021, que fueron de 0,105740 €/kWh y 7,202827 €/kW y año en los términos de energía y de potencia, respectivamente.