



Apuntes

¿Por qué ha habido un enorme superávit en el sistema eléctrico? (y qué hacer con él)

DIEGO RODRÍGUEZ

Apuntes 2023/23
Diciembre de 2023

fedea

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

¿Por qué ha habido un enorme superávit en el sistema eléctrico? (y qué hacer con él)

Diego Rodríguez (UCM y Fedea)

Diciembre de 2023

1. Introducción

Como es conocido, el sector eléctrico y el gasista tienen un sistema de ingresos y de pagos regulados con los que se atiende, principalmente, al coste de las redes, los pagos a algunos activos de generación y el pago de la deuda contraída en el pasado. Aunque la norma reguladora básica establece que la planificación *ex ante* de ingresos y pagos para cada año debe asegurar que el sistema esté equilibrado, lo cierto es que distintas circunstancias pueden conducir a la aparición de importantes desequilibrios *ex post* en forma de déficits o superávits anuales. En esta Nota se analiza qué ha ocurrido recientemente en el sistema eléctrico, dejando para una nota posterior el análisis del sistema gasista.

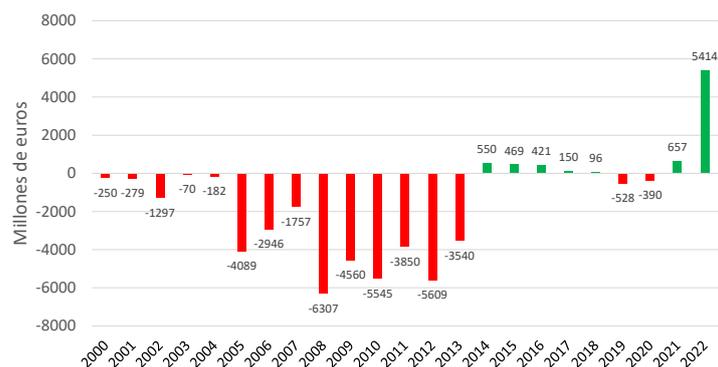
2. La evolución del saldo en el sistema eléctrico

Como puede observarse en el Gráfico 1, tras los déficits registrados en el sistema de liquidaciones del sector eléctrico hasta 2013, se sucedieron ligeros superávits entre 2014 y 2018, a los que volvieron a suceder pequeños déficits en el periodo 2019-2020. Nos referimos a déficits “pequeños” porque su cuantía se situaba en el entorno del 3% de los ingresos obtenidos por el sistema. En el año 2021 se obtuvo un superávit de cierta cuantía (un 4,1% de los ingresos), pero claramente en 2022 se ha producido un resultado extraordinario, con un superávit ligeramente superior a 5.400 millones de euros que equivale a un 28,5% de los ingresos obtenidos en ese año por el sistema de liquidaciones¹.

Antes de profundizar en las razones que están detrás de esos resultados, debe señalarse que en el Gráfico 1 y en el resto de esta Nota no se tiene en cuenta el traslado al resultado de cada ejercicio de los superávits acumulados en la cuenta que gestiona la CNMC, evitando así distorsionar el resultado real del año. De ese modo, en el gráfico figura un resultado de -528 M€ para 2019, que fue la diferencia entre los ingresos y costes de las actividades reguladas en ese ejercicio. Ese déficit se vio posteriormente compensado por una transferencia de igual cuantía (528 M€) desde la cuenta de la CNMC en la que se acumulan los superávits de años previos. Lo mismo ocurrió tanto en el año 2020, cuando el déficit de 390 M€ fue posteriormente más que compensado por la transferencia de 506 M€ desde la cuenta de saldos, como en 2021, año en el que el superávit real del ejercicio, que fue de 657 M€, se vio incrementado por el traspaso de 115 M€ del saldo remanente de la cuenta de la CNMC. El ejercicio 2022 se ha vuelto a cerrar con un superávit “real” de 5.414 M€, pero la traslación automática al saldo final del excedente depositado en la cuenta de la CNMC (772 M€) ha hecho que el dato anunciado haya sido de un superávit de 6.187 M€. Debe decirse que esta forma de concatenar los resultados de distintos ejercicios a través de la aplicación del saldo remanente de ejercicios pasados era ya común en el caso del sector gasista, pero en el eléctrico solo se ha hecho desde 2019. Sin embargo, como se ha señalado, esa aplicación final de remanentes no se tiene aquí en cuenta y solo nos ceñimos al resultado de la actividad real de cada ejercicio.

¹ En esta Nota se utiliza, para el año 2022, la información recogida en la última liquidación provisional (liquidación provisional 14/2022). La liquidación definitiva modificará ligeramente las cifras aquí expuestas para ese ejercicio, pero serán ajustes poco significativos.

Gráfico 1. Saldo del sector eléctrico: 2000 a 2022



Fuente: CNMC y elaboración propia.

En cualquier caso, y sin necesidad de considerar esa transferencia final desde la cuenta de saldos de la CNMC, lo cierto es que los ejercicios 2021 y 2022 se han cerrado con superávit. En una primera aproximación, puede resultar llamativo que los mayores precios de la energía que se han observado desde 2021 hayan convivido con una clara mejoría del equilibrio entre ingresos y costes regulados, máxime teniendo en cuenta la 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. De hecho, el resultado de 2022 es, con mucho, el mayor superávit registrado hasta ahora en el sistema de liquidaciones del sector eléctrico, lo que puede resultar extraño si se tiene en cuenta que se trata precisamente del año clave en la crisis de los precios de la energía. Para analizar esta aparente contradicción resulta necesario profundizar en el conjunto de ingresos y costes regulados del sistema.

Cuadro 1. Ingresos y costes regulados del sector eléctrico: 2018 a 2022 (millones de euros)

	2018	2019	2020	2021	2022
Ingresos:					
Ingresos peajes y cargos	13.844	13.605	13.074	11.566	10.250
Otros Ingresos Regulados	726	1.044	694	433	243
Ingresos Ley Medidas Fiscales	2.470	1.760	1.668	1.456	3.697
Ingresos por CO ₂	770	647	929	2.352	2.028
Otros Ingresos Externos a Peajes	9	43	45	321	2.760
Total Ingresos	17.819	17.099	16.410	16.128	18.978
Costes:					
Anualidades de la deuda	2.736	2.696	2.709	2.372	2.410
Redes de transporte	1.710	1.710	1.710	1.710	1.672
Distribución y Gestión Comercial	5.181	5.181	5.231	5.161	5.161
RECORE ¹	7.168	7.076	6.395	5.838	4.701
Sistemas no peninsulares	623	776	612	266	64
Otros costes	305	188	143	124	111
Total costes	17.723	17.627	16.800	15.471	14.119
Regularización ejercicios previos a 2022					555
SALDO	96	-528	-390	657	5.414
<i>Saldo sobre el total de ingresos (%)</i>	<i>0,5%</i>	<i>-3,1%</i>	<i>-2,4%</i>	<i>4,1%</i>	<i>28,5%</i>

Nota: ¹ 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. La retribución se extiende a lo largo de la vida útil regulatoria de cada instalación y consta de un componente de retribución a la inversión y otro de retribución a la operación y el mantenimiento.

Fuente: CNMC y elaboración propia.

El Cuadro 1 sintetiza las principales partidas de ingresos y costes regulados del sistema eléctrico entre los ejercicios 2018 y 2022. Como puede observarse, los ingresos por peajes de acceso (que incluyen los peajes y los cargos), así como los “otros ingresos regulados” se han reducido de modo sustancial en 2021 y 2022. En 2021, ello se debió a la reducción temporal del 96% de los cargos desde el 16 de septiembre hasta el final de ese año (RDL 17/2021). En 2022 se aplicaron dos reducciones de los cargos: la primera (del 35%) desde el 1 de enero, a la que siguió una segunda reducción en un porcentaje similar desde el 1 de abril. La aplicación de ambas reducciones en los cargos (decidida por el Miteco como institución responsable), a la que se unió una pequeña reducción de los peajes (decidida por la CNMC al tener esta la competencia en los peajes) serían la principal razón que explicaría la menor recaudación obtenida en 2022: 10.250 M€, esto es, casi un 25% menos de lo obtenido como ingresos por peajes y cargos en 2019.

Una segunda causa que explicaría la menor recaudación sería la reducción de la demanda eléctrica: mientras que en 2019 la demanda nacional medida en el punto de consumo fue de 240,4 TWh, en 2022 fue de 225,3 TWh. Obviamente, esa menor demanda de energía conlleva menores ingresos para el sistema, especialmente en la parte de los cargos al recaer estos en mayor proporción en el término vinculado al consumo (variable) de energía que en el término (fijo) de potencia contratada.

En el Cuadro 1 aparecen conjuntamente los ingresos por cargos y peajes porque no fue hasta la segunda mitad del año 2021 cuando la normativa reguladora separó ambas fuentes de ingresos, con metodologías y órganos de decisión diferenciados. Por lo tanto, es en 2022 cuando por primera vez se dispone de información diferenciada de peajes y cargos para un ejercicio completo. Esa información, que se muestra en el Cuadro 2, indica que, aproximadamente, un 70% de los ingresos regulados provienen de los peajes, mientras que los cargos representarían un 30%. Debe tenerse en cuenta que los cargos trasladan a los consumidores los costes asociados (redes, RECORE, deuda y extracostes no peninsulares, básicamente) que no son cubiertos por transferencias desde el Tesoro y que, como se señalará a continuación, se han incrementado de modo considerable en los últimos ejercicios.

Adicionalmente, el RDL 6/2022 introdujo una rebaja del 80% en los peajes para las empresas electrointensivas en el año 2022. Sin embargo, la reducción de ingresos para el sector eléctrico (187 M€) se ha compensado mediante una transferencia desde los PGE por importe de 225 M€.

Cuadro 2. Desglose de ingresos regulados del sector eléctrico en 2022 (millones de euros)

Ingresos por peajes de transporte y distribución	7.189
Descuento electrointensivos	-187
Ingresos por cargos	3.185
Ingresos por el artículo 17 del Real Decreto 216/2014	63
Total	10.250

Fuente: CNMC.

Como se ha señalado, a pesar de la reducción de los ingresos regulados obtenidos a través de los peajes y cargos que figuran en la factura de todos los consumidores eléctricos, se ha producido una clara mejoría en el equilibrio financiero del sistema eléctrico. La razón de esa mejoría es doble. Por un lado, se debe a la inyección de ingresos adicionales al sistema provenientes de transferencias desde el sector público, que han compensado muy sobradamente las reducciones de ingresos en peajes y cargos. Por otro lado, son

importantes también las reducciones de costes regulados que están asociadas a los aumentos de precios en los mercados mayoristas, particularmente en relación con la retribución del régimen específico de apoyo a las energías renovables y la retribución por los extracostes de generación en los sistemas no peninsulares. A continuación se profundiza en ambas cuestiones.

Los ingresos del sistema provenientes de los PGE

En 2021 y en 2022 se ha producido un aumento extraordinario de los ingresos procedentes del Tesoro por la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética y de los ingresos procedentes de las subastas de derechos de emisión de CO₂. Los ingresos conjuntos procedentes de ambas fuentes fueron, en valor promedio, de 2.748 M€ en 2018-2020, incrementándose a 3.808 M€ en 2021 y a 5.725 M€ en 2022.

Entre las vías de ingresos recogidas en la Ley 15/2012, la más importante es, con diferencia, el Impuesto sobre el Valor de la Producción de la Energía Eléctrica (IVPEE), habitualmente conocido como el impuesto a la generación. Este impuesto está suspendido desde el 1 de julio de 2021, pero 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 impuesto². Esto ha hecho que el sistema no se resienta de la suspensión de ese impuesto, aunque obviamente a costa de un mayor gasto público no compensado por un ingreso fiscal equivalente³. Recuérdese que el IVPEE se suspendió para amortiguar el crecimiento de los precios en los mercados mayoristas, ya que ese impuesto (un 7% del valor de la energía vendida) se traslada completamente a la oferta realizada por las empresas en el mercado mayorista. El resultado es que los ingresos provenientes de tributos y cánones en 2022 (fundamentalmente el IVPEE) fue de 3.593 M€, cifra que fue algo superior a la inicialmente prevista⁴.

La otra vía de ingresos procedentes del sector público en los últimos años ha sido la transferencia de parte de los ingresos obtenidos por las subastas de derechos de emisión de CO₂. La cuantía de esa transferencia se fija inicialmente en los Presupuestos Generales del Estado (PGE), si bien ha sido habitual un posterior ajuste al alza mediante la inclusión de alguna disposición adicional en un RDL. Ese fue el caso tanto en 2021 como en 2022, donde la cifra inicialmente contemplada (1.100 M€ en ambos casos) se amplió posteriormente hasta alcanzar 2.352 M€ y 2.028 M€, respectivamente.

En consecuencia, como se ha indicado, el sistema de liquidaciones del sector eléctrico percibió en 2022 un total de 5.725 M€ desde el sector público por aplicación de la Ley 15/2012 y por las subastas de derechos de emisión de CO₂. En un año “normal” estos serían los únicos ingresos provenientes del sector público. Sin embargo, a esa cifra hay que añadir que el Tesoro realizó en 2022 transferencias adicionales para compensar pérdidas de ingresos. En primer lugar, la ya comentada transferencia de 225 M€ por la pérdida de ingresos prevista por la reducción de peajes a consumidores electrointensivos (aunque la reducción de ingresos real fue menor). En segundo lugar, una transferencia de 187 M€ por la introducción en la regulación de mayor flexibilidad en los contratos de energía, cambio regulatorio que habría generado unas pérdidas de ingresos para el sistema eléctrico. En tercer lugar, el RDL 6/2022, de 20 de diciembre de 2022, introdujo una aportación extraordinaria de 2.000 M€ “para cubrir los costes

² Así se recogía en la Disposición Adicional segunda del RDL 6/2022.

³ Además, este impuesto es un coste reconocido a las empresas renovables que reciben retribución del sistema de liquidaciones, por lo que la suspensión del impuesto ha implicado también una reducción de costes regulados.

⁴ A esa cifra hay que añadir 104 M€ procedentes del impuesto especial de hidrocarburos y el canon hidráulico, resultando así en los 3.697 M€ de ingresos procedentes de la Ley de Medidas Fiscales que se recogen en el Cuadro 1.

financiados por los cargos del sistema eléctrico correspondientes al ejercicio 2022 y de esta manera compensar el eventual déficit del sistema eléctrico y garantizar el equilibrio del mismo en este ejercicio”.

En consecuencia, añadiendo esas tres vías adicionales de ingresos (2.412 M€)⁵ a los ingresos provenientes de los impuestos de la Ley 15/2012 y de las subastas de derechos de emisión de CO2 (5.725 M€), el sistema eléctrico ha recibido en 2022 un total de 8.137 M€ procedentes de transferencias desde los PGE⁶. Esa cifra supuso un 42,9% del total de ingresos (18.978 M€) recibidos por el sistema de liquidaciones en 2022, un porcentaje muy superior al alcanzado en cualquier ejercicio previo. De hecho, las transferencias desde el Tesoro fueron 2,5 veces mayores que los ingresos procedentes de los cargos pagados por los consumidores.

Las reducciones de costes del sistema

De los cuatro componentes de costes del sistema, el coste de la deuda y los costes de las redes han registrado una moderada tendencia a la baja. Sin embargo, tanto los costes asociados al régimen de retribución específica a las renovables, cogeneración y residuos (RECORE) como los costes asociados a la generación en los sistemas no peninsulares han registrado fuertes reducciones que son consecuencia del aumento de los ingresos que las empresas afectadas han obtenido por la venta de su energía a los precios de mercado, ya que el sistema retributivo trata de ejercer de complemento a esos ingresos vía mercado para garantizar a las empresas afectadas una retribución razonable a su actividad. A continuación, se analiza la evolución de estos cuatro componentes de los costes.

- En el caso del coste de la deuda, la reducción de la factura anual desde 2021 en aproximadamente 300 M€ ha sido consecuencia de que en 2020 se terminó de pagar la deuda correspondiente al déficit de 2005. De ese modo, en la actualidad la deuda remanente se corresponde, básicamente, con la recogida en el Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico (FADE) y la deuda correspondiente al año 2013, que no se incluyó en el FADE.
- También se ha producido una ligera reducción en los costes de las redes por la aplicación progresiva de la retribución al transporte y la distribución fijada por la CNMC para el actual periodo regulatorio, que expira a final de 2025. Sin embargo, debido al retraso en aprobar la retribución definitiva de ejercicios anteriores, cuya competencia correspondía al Miteco, esa reducción a la retribución del transportista y los distribuidores no se ha hecho efectiva hasta 2022. Se corresponde, básicamente, con los 555 millones del Cuadro 1 recogidos como “regularización de ejercicios anteriores a 2022”.
- En el caso del coste asociado a la generación renovable, el cálculo de los pagos a realizar desde el sistema de liquidaciones se hizo, siguiendo la norma reguladora, sobre una previsión del precio de

⁵ En el Cuadro 1, esos 2.412 M€ procedentes del sector público están recogidos en la rúbrica de “Otros ingresos externos a peajes”. La otra partida incluida en esa rúbrica se refiere a los ingresos por la minoración de la retribución a la actividad de producción, que contabilizaron 370 M€. Sin embargo, estos no son ingresos procedentes del sector público, sino que son ingresos derivados de la imposición de un límite al precio percibido desde el mercado por parte de las centrales inframarginales, límite que está asociado al precio del gas natural en el mercado ibérico de gas. Esos ingresos desaparecerán una vez se ponga fin a ese mecanismo extraordinario de minoración de ingresos. Por último, para simplificar, en la referida rúbrica se ha computado una reliquidación de cuantía menor (22 M€), resultando así en los 2.760 M€ de la rúbrica de “Otros ingresos externos a peajes” recogidos en el Cuadro 1.

⁶ Desde los PGE también se financian el 50% de los extracostes de generación en los sistemas no peninsulares, así como el 50% del régimen de retribución específica a renovables, cogeneración y residuos en esos territorios. Esa cifra ascendió a 64 M€ en 2022, pero no se incluye en el sistema de liquidaciones por lo que no se ha contemplado aquí. Tampoco se han computado en esa cifra de 8.137 M€ los 370 M€ procedentes de la minoración en la retribución de la actividad de producción pues, como se ha señalado, no se trata de ingresos que provengan del sector público sino de la liquidación de la energía en el mercado.

mercado que se preveía para el periodo semiregulatorio, que en este caso se correspondía con el trienio 2020-2022. Ante la enorme diferencia entre esa previsión y el precio realmente percibido debido al fuerte aumento del precio en el mercado mayorista, el Miteco optó, de modo correcto, por dividir el semiperiodo regulatorio entre el bienio 2020-2021, por un lado, y el año 2022 por otro. Ello permitió actualizar en 2022 la retribución teniendo en cuenta los mayores ingresos percibidos del mercado, reduciendo los costes para el sistema eléctrico.

El Cuadro 3 muestra la retribución obtenida por las plantas de generación que perciben retribución específica desde el sistema eléctrico (el RECORE) y que, recuérdese, afecta a parte del parque de generación instalado en España hasta el año 2012. Como se ha indicado, la actualización de la retribución, en combinación con la aproximación al final de la vida útil regulatoria de 20 años, ha hecho que la retribución regulada percibida por la generación eólica se redujese muy fuertemente en 2022 (un 70,8%). De hecho, ya ha dejado de percibirla en 2023. Las reducciones en la retribución a la generación solar también han sido relevantes, si bien su contribución a la reducción global de costes del RECORE fue de menor magnitud.

Otro cambio muy notable se ha producido en relación con los costes vinculados a la cogeneración, si bien la explicación de la reducción observada en 2022 fue distinta al caso de la reducción de costes en la generación eólica y solar. En la cogeneración la causa ha sido en gran medida temporal y ligada a los retrasos en la actualización de los parámetros para la retribución, que en este caso se debe efectuar con carácter semestral por una norma reguladora⁷. Esos retrasos se combinaron con los aumentos del precio del gas y los efectos derivados de la implementación desde junio de 2022 de la llamada “excepción ibérica”. Todo ello condujo, bien a la parada de actividad de algunos grupos de cogeneración, o bien a la salida temporal del mecanismo retributivo por parte de otros. Dicho en otros términos, parte de la caída observada en el periodo 2020-2022 puede recuperarse en años posteriores, aunque ello va a depender de distintos parámetros como el coste reconocido del combustible y la evolución del precio mayorista de la electricidad.

Cuadro 3. Retribución al RECORE para distintas fuentes de generación: 2020 a 2022

	2020	2021	2022	Variación 2022 vs 2020	Contribución a la variación total 2022 vs 2020
Cogeneración	922.719	657.579	437.702	-52.6%	19.5%
Solar fotovoltaica	2.412.879	2.333.781	1.997.964	-17.2%	16.7%
Solar térmica	1.244.564	1.210.946	916.792	-26.3%	13.2%
Eólica	1.222.199	1.129.618	357.221	-70.8%	34.8%
Hidráulica	64.704	63.644	21.739	-66.4%	1.7%
Biomasa	334.354	303.832	58.864	-82.4%	11.1%
Residuos	93.149	74.818	17.097	-81.6%	3.1%
Tratamiento residuos	251.176	205.954	252.490	0.5%	-0.1%
Otras tecnologías	1.171	1.095	289	-75.3%	0.0%
TOTAL	6.546.914	5.981.266	4.060.158	-38.0%	100.0%

Nota: El total no coincide exactamente con la retribución mostrada en el Cuadro 1 por distintos ajustes asociados a procedimientos de reliquidación.

⁷ El Miteco ha sometido a audiencia e información pública (hasta el 7 de diciembre de 2023) una propuesta de actualización de la metodología de actualización de parámetros de retribución a la operación de las instalaciones de cogeneración cuyos costes de explotación dependen esencialmente del combustible. En esa propuesta se reduce el plazo de actualización a tres meses, en lugar de los seis vigentes hasta ahora.

Fuente: CNMC. Para 2020 y 2021, Informe sobre los resultados de la liquidación provisional de cierre 15/2020 (y 2021) de la retribución de las instalaciones de producción de energías renovables, cogeneración y residuos. Para 2022, informe sobre los resultados de la liquidación provisional 14/2022 de la retribución de las instalaciones de producción de energías renovables, cogeneración y residuos.

- Por último, en el caso de la retribución a los extracostes de generación en los sistemas no peninsulares, los costes asociados han estado también afectados por el aumento del precio de mercado en el sistema peninsular. Ello es así porque las centrales de generación perciben inicialmente ese precio de mercado, de modo que la retribución regulada debe luego cubrir la diferencia hasta el coste reconocido. De nuevo, la actualización más o menos tardía de la actualización de parámetros afecta a los resultados. De hecho, esta es una partida cuya liquidación definitiva se suele demorar varios años, ya que está sujeta a un sistema de auditoría. En cualquier caso, como puede comprobarse en el Cuadro 1, y a falta de esa liquidación definitiva futura, lo cierto es que la retribución regulada en 2022 ha sido de una décima parte de la retribución observada en años anteriores⁸.

3. ¿Qué hacer con el superávit?

La Ley del Sector Eléctrico (LSE) establece que los posibles superávits obtenidos en el sistema de liquidaciones deben destinarse a la reducción de la deuda del sistema eléctrico, amortizando parte del capital pendiente de pago⁹. Sin embargo, aunque el sistema ha tenido un buen número de años con superávit desde 2014, tal hecho nunca se ha producido. La razón es la imposibilidad práctica de amortizar esa deuda, que en su gran mayoría se encuentra en el Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico (FADE). Por lo tanto, el superávit acumulado hasta ahora se ha ido utilizando con distintos fines: devolución de pagos por el bono social a empresas eléctricas tras varias sentencias del Tribunal Supremo (420 M€), ayudas al despliegue de renovables en Canarias (120 M€), pagos por sentencias en relación con el uso de purines en la generación (11 M€) y, sobre todo, para cubrir los déficits de 2019 y 2020 (918 M€). La existencia en una cuenta de la CNMC de casi 6.200 M€ por el superávit de 2022 y por el remanente anterior abre la cuestión sobre su uso.

Una cuestión a valorar es qué parte de los costes e ingresos del sistema pueden considerarse estables en el tiempo, pues si se utilizara ese superávit pero, posteriormente, se produjese un desequilibrio se volvería a estar en una situación no deseada. A ese respecto, debe tenerse en cuenta lo siguiente.

- En primer lugar, los peajes se calculan para obtener ingresos que deben ser suficientes para cubrir los costes de las redes de transporte y distribución. Dicho de una forma más gráfica, las redes conforman una “caja” con costes e ingresos propios¹⁰. Como puede apreciarse en el Cuadro 4, esos costes no

⁸ Como ha sido señalado en numerosas ocasiones, este efecto de un mayor precio de mercado sobre los menores costes del sistema, tanto en la parte del RECORE como de los extracostes de generación de los sistemas no peninsulares, debe ser considerado cuando se computan los costes y beneficios de la denominada excepción ibérica, ya que cuando esta actúa lo hace limitando el precio de mercado y, por tanto, aumentando los costes asociados a la retribución regulada del RECORE y de los sistemas no peninsulares.

⁹ El art. 19.4 indica que *“Los superávits de ingresos que pudieran resultar de las liquidaciones del sistema eléctrico en cada ejercicio serán considerados ingresos liquidables del sistema del ejercicio en curso. Siempre que existan desajustes de años anteriores estos ingresos se destinarán a la reducción de las cantidades pendientes de devolución correspondientes a los mismos”*.

¹⁰ En concreto, el art. 4a de la Circular 3/2020 de la CNMC, sobre metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad, establece el principio de suficiencia. Según este principio, *“los peajes de*

variarán de un modo significativo en el actual periodo regulatorio de seis años (2020-2025), compensando la reducción de la retribución al transporte el aumento de la retribución a la distribución. No hay aún una propuesta retributiva para el siguiente periodo, pero si la retribución propuesta por la CNMC se incrementase entonces también tendrían que hacerlo los peajes. Por ejemplo, la CNMC ha propuesto que los peajes permanezcan constantes para 2024 porque la retribución global a las redes no se modifica con respecto a 2023¹¹.

Cuadro 4. Retribución a las redes de electricidad en 2021-2025

	Transporte	Distribución	Total
2021	1.495.401	5.242.890	6.738.291
2022	1.491.632	5.285.518	6.777.150
2023	1.485.907	5.411.919	6.897.826
2024	1.250.061	5.609.691	6.859.752
2025	1.302.661	5.854.565	7.157.226

Fuente: Memoria justificativa de la propuesta de resolución 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 para el año 2024. RAP/DE/009/23. 30 de noviembre de 2023.

- En segundo lugar, los ingresos de las renovables tienen una tendencia natural al decrecimiento por el agotamiento del periodo de vida útil regulatoria de las instalaciones afectadas. Por ejemplo, la liquidación del RECORE en 2023 será claramente inferior a la de 2022 por la salida de generación eólica. De hecho, hasta el mes de noviembre de 2023 (liquidación 9) los costes del RECORE fueron de 3.532 M€, cuando para el mismo periodo del año anterior los costes ascendieron a 4.035 M€. Sin embargo, se debe tener cierta prudencia porque hay otros elementos que podrían actuar aumentando los costes de la retribución del RECORE. Aunque esos aumentos podrían tener varios orígenes, tres serían los más relevantes. En primer lugar, podrían producirse aumentos de la retribución si el precio de mercado efectivamente percibido por los generadores se redujese sustancialmente como consecuencia de la temida *canibalización de precios* asociada, especialmente, a la entrada de nueva generación fotovoltaica. En segundo lugar, la retribución aumentaría si la rentabilidad razonable aplicada a las instalaciones de generación renovable en siguientes periodos regulatorios (el actual expira en 2025) se incrementase sustancialmente con respecto a la rentabilidad reconocida actual, que es del 7,09% con carácter general¹². En tercer lugar, lo que sí es seguro es que la retribución a la cogeneración se incrementará en relación con los bajos niveles actuales, probablemente volviendo a niveles previos a 2021 del entorno de 1.000 M€ anuales. Ello es debido, por un lado, a la vuelta a la normalidad en el funcionamiento de muchas plantas de cogeneración tras el fuerte aumento del precio del gas en 2022 y, por otro lado, a que el Miteco ha anunciado la convocatoria de subastas para un ciclo de reinversión en esta actividad que aumentaría la vida útil regulatoria¹³. En cualquier caso, aunque hay elementos de incertidumbre sobre diversos componentes de costes de las renovables, no cabría esperar un aumento significativo de esta partida, que en condiciones normales debería situarse en el entorno de 4.500-5.000 M€ anuales.

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”.

¹¹ Con la excepción de una pequeña modificación en los peajes 2.0 TD (-0,1%) y 3.0 TD (+0,5%).

¹² Algunas plantas, cuyos titulares plantearon procedimientos judiciales o arbitrales contra España, reciben una rentabilidad superior (7,398%) hasta 2031 si han abandonado esos procedimientos.

¹³ En la actual propuesta de cambio de metodología para la cogeneración realizada por el Miteco, el reajuste de la retribución que hasta ahora se ha hecho en función de la diferencia con el precio de mercado “real” dejará de realizarse.

- El otro componente de los costes asociados a la generación es el de los extracostes de generación en territorios no peninsulares. Aquí, de nuevo, hay elementos que actúan reduciendo los costes y otros que actúan en sentido contrario. Así, por un lado, el imprescindible aumento del peso de la generación renovable en los sistemas no peninsulares llevará a un menor coste asociado al uso de las plantas térmicas (fuel, diésel, gas y carbón), cubierto por la retribución adicional en esos sistemas¹⁴. A ese respecto, debe tenerse en cuenta que la enorme distancia en generación renovable entre el sistema peninsular y los no peninsulares deberá irse cerrando en el futuro: en 2023, el 20,0% y 11,5% de la generación en el sistema canario y balear, respectivamente, no es emisora de CO₂, frente al 74,7% en el sistema peninsular (53,0% sin considerar la nuclear). Por otro lado, se va a abrir próximamente un procedimiento de concurrencia competitiva para poder actualizar grupos de generación térmica en los sistemas no peninsulares, aquejados de un déficit de potencia y con instalaciones que ya han finalizado su vida útil regulatoria o lo harán próximamente. Es difícil pronosticar cuál puede ser el impacto final sobre la retribución adicional en los sistemas no peninsulares, pero recuérdese que cualquier aumento repercute en un 50% sobre los costes del sistema eléctrico, ya que el otro 50% va sobre los PGE. En un escenario de precios eléctricos más normalizado, el coste para el sistema debería volver a situarse en el entorno de 600 M€ anuales.
- El último coste relevante para el sistema es el coste de la deuda. Este coste, que desaparecerá en cuatro años, será tratado con más detalle posteriormente.
- Debe recordarse también que está pendiente el desarrollo de un mecanismo de capacidad, que implicará un aumento de costes en comparación con los pequeños pagos por capacidad que aún persisten como costes del sistema eléctrico. Esos costes ascendieron a 86 M€ en 2022, compensados por la recaudación obtenida mediante un precio unitario específico (que, en la factura de los consumidores, se une a los cargos) de 77 M€. Como en el caso de los peajes, un previsible crecimiento de ese volumen de pagos en el sistema deberá ser compensado mediante un aumento del correspondiente precio unitario en la factura, como ya ocurre actualmente. Esto es así porque el RD 148/2021, de 9 de marzo, estableció que los precios unitarios deben ser revisados anualmente de manera que la recaudación prevista para ese concepto en cada ejercicio sea la necesaria y suficiente para cubrir el coste de los pagos por capacidad en el mismo periodo.

En definitiva, con la prudencia necesaria, los costes del sistema están bastante controlados. Por un lado, parte de los ingresos (los peajes) están vinculados estrechamente con los costes (las redes). Por otro lado, no debería haber sorpresas negativas en los costes incluidos en los cargos. Por lo tanto, hay margen para que el superávit pueda ser utilizado para aliviar la factura de los consumidores, siempre asumiendo que los ingresos procedentes de las subastas de derechos de emisión no se reducen en relación con los niveles actuales. Para ello hay, al menos, dos grandes opciones. Ambas opciones implican un menor coste de la factura a pagar por los consumidores, si bien actúan de modo distinto: bien por el lado de los cargos en la factura o bien por el lado del precio pagado por la electricidad¹⁵.

Una primera opción es la de reducir los cargos del sistema. Al fin y al cabo, los cargos que figuran en las facturas de los consumidores se corresponden con los costes del sistema (distintos a los costes de las redes) que no han sido cubiertos a través de las distintas transferencias realizadas desde el Tesoro. Según la LSE, la reducción de cargos no es posible mientras siga habiendo deuda¹⁶, pero en la realidad esa

¹⁴ Con la excepción de la planta hidroeléctrica de Gorona del Viento, en El Hierro.

¹⁵ Como se ha señalado, en la práctica no resulta posible adelantar el pago de la deuda pendiente. Asimismo, la opción de “adelantar” pagos a instalaciones renovables con retribución específica resultaría enormemente compleja, tanto desde el punto de vista jurídico como práctico.

¹⁶ El art. 19.5 señala que “En todo caso, mientras las partidas de costes del sistema eléctrico reflejen pagos que correspondan a deudas pendientes de años anteriores, los cargos no podrán ser revisados a la baja”.

restricción ha sido ya evitada en diversas ocasiones mediante normas de rango de Ley que abren esa posibilidad. Como se señaló anteriormente, en 2021 los cargos se redujeron temporalmente para la última parte del año, mientras que en 2022 se produjeron dos reducciones consecutivas. La reducción de cargos podría afectar a todos los consumidores o ser más selectiva, además de poder pivotar más o menos sobre la parte que se distribuye en el término de potencia o en el de energía.

Una segunda opción es la eliminación definitiva del Impuesto sobre el Valor de la Producción de Energía Eléctrica (IVPEE). Como se señaló con anterioridad, este impuesto se encuentra suspendido desde el 1 de julio de 2021 (RDL 17/2021), si bien el sistema eléctrico ha seguido recibiendo transferencias desde los PGE en compensación de esa suspensión ya que la recaudación obtenida se destina íntegramente a cubrir parte de los cargos. Es un impuesto que no tienen otros países y que, por lo tanto, distorsiona el precio de mercado en España en nuestros intercambios con Portugal o Francia, pues forma parte del precio ofertado por el generador marginal doméstico. Es, además, un coste reconocido para los generadores eléctricos acogidos al régimen de retribución específica de las renovables, cogeneración y residuos (RECORE), así como en los extracostes no peninsulares, y por lo tanto es también, en parte, un coste del sistema. En definitiva, aunque su sujeto pasivo sean los generadores, es un impuesto distorsionador que se transmite completamente al precio de mercado y que pagan los consumidores eléctricos.

La recaudación del IVPEE ha aumentado en los últimos años por el aumento del precio del mercado, ya que la base del impuesto es precisamente el valor de la energía, entendida como múltiplo de la cantidad vendida por el precio obtenido. De ese modo, para 2022 la Agencia Tributaria calculaba una cuota potencial del impuesto de 4.169 M€, resultado de multiplicar la cantidad gravable (250,4 TWh) por un precio implícito medio de 237,8 €/MWh y aplicar el 7% del tipo de ese impuesto. Era un cálculo que, en realidad, sobrevaloraba los ingresos potenciales porque no tenía en cuenta que, al mismo tiempo, desde finales de 2021 está en funcionamiento una limitación al precio (y en consecuencia al ingreso) que pueden percibir los productores inframarginales¹⁷. Esa limitación, que inicialmente afectaba a los contratos a corto plazo del mercado diario, se extendió desde finales de marzo de 2022 (RDL 6/2022) a la energía cubierta por contratación a plazo con precio superior a 67 €/MWh. Este mecanismo de extracción de rentas se ha prorrogado, de momento, hasta el 31 de diciembre de 2023 (RDL 18/2022).

En un contexto más normalizado, con precios medios de la energía del entorno de 85 €/MWh, la recaudación obtenida por el IVPEE se situaría en el entorno de 1.500 M€. Por lo tanto, su desaparición definitiva sin transferencias compensatorias desde los PGE para cubrir la pérdida de recaudación y en situación de ceteris paribus, absorbería todo el superávit generado en cuatro años.

Debe señalarse que en esas condiciones de ceteris paribus, tanto la supresión del IVPEE como una reducción muy sustancial de los cargos que disminuyese los ingresos anuales del sistema en ese entorno de 1.500 M€ anuales, terminaría generando déficit en el sistema, cuya compensación ex ante a través del excedente acumulado debería estar autorizada por una norma de rango suficiente. Una vez transcurrido ese periodo, como se ha señalado, ya se habría utilizado el excedente acumulado. Sin embargo, es importante tener en cuenta que en ese momento habrá desaparecido otra importante partida de costes del sistema que permitirá compensar la pérdida de ingresos: la deuda. A ese respecto, a final de 2022 la deuda del sector eléctrico pendiente por amortizar era de 10.016 M€, un 84% de la misma en el FADE, mientras que 2023 terminará con una deuda en el entorno de 7.866 M€. De ese modo, la cuantía a pagar por la deuda en 2024 y 2025 será muy similar a la pagada en 2023 (en torno a 2.380 M€), pero se reducirá fuertemente a partir de 2026 (en torno a 1.880 M€) y 2027 (en torno a 1.160 M€), para ser ya muy

¹⁷ Excluyendo a las centrales situadas en territorio no peninsular, las que tienen una potencia neta inferior a 10 MW y las instalaciones renovables, de cogeneración y residuos que reciben retribución específica o han resultado adjudicatarias en las subastas de asignación del régimen retributivo específico.

pequeña en 2028 (277 M€), que será el último año del pago de la deuda del sistema eléctrico. La desaparición de la deuda permitirá por tanto encajar de modo estable la reducción de ingresos derivada de la eliminación del IVPEE, sin necesidad de transferencias adicionales desde el sector público, que se harán especialmente complejas en un escenario de recuperación de objetivos de déficit con el Pacto de estabilidad y crecimiento.

En definitiva, de las dos opciones disponibles: reducción de cargos y reducción del precio de mercado a través de la desaparición del IVPEE, parece más razonable acometer la segunda para eliminar así definitivamente un impuesto distorsionador pagado por los consumidores eléctricos en sus facturas. Todo esto es en condiciones de *ceteris paribus*, pues recuérdese que en el cálculo inicial debe asegurarse que el cálculo de ingresos del sistema debe siempre asegurar su suficiencia para satisfacer los costes del sistema. Sin embargo, como se ha señalado, la disponibilidad de ese amplio remanente como ingreso liquidable permite actuar ya eliminar el IVPEE, creado en 2012 para hacer frente a una situación que, afortunadamente, ya no está presente.

A efectos ilustrativos, el Cuadro 5 ofrece un escenario muy simplificado de ingresos y costes del sistema, asumiendo que la recaudación por peajes y cargos es la misma que la de 2022, que los costes de las redes se mantienen (en caso contrario aumentarían los peajes), que los costes del RECORE se mantienen en un punto intermedio de la banda 4.500-5.000 M€, que el coste de la deuda se mantiene en los niveles previstos a corto plazo (en torno a 2.300 M€) y que el coste de los sistemas no peninsulares se normaliza a un entorno de 600 M€. Se ha supuesto también que desaparece el IVPEE, que no se cuenta con los ingresos procedentes del mecanismo de minoración a la generación inframarginal, y que los ingresos procedentes de las subastas de derechos de CO₂ aumentan en 250 M€ con respecto a los niveles de 2021 (2.352 M€), en consonancia con un mayor precio de los derechos: 53,2 €/tCO₂ en 2021, frente a 84,5 €/tCO₂ en 2023 (sin diciembre). En ese caso, como se comentó anteriormente, el déficit se situaría en el entorno de 1.500 M€, que se compensaría con el superávit de más de 6.000 M€ acumulado. Pero, recuérdese, la clave es que el pago de la deuda se reduce fuertemente en 2027 y ya prácticamente desaparece en 2028.

Cuadro 5. Escenario simplificado de ingresos y costes son IVPEE ni ingresos por minoración a la retribución

Ingresos:	
Ingresos peajes y cargos	10.250
Otros Ingresos Regulados	200
Ingresos Ley Medidas Fiscales (sin IVPEE)	150
Ingresos por CO ₂	2.600
Otros Ingresos Externos a Peajes	0
Total Ingresos	13.150
Costes:	
Anualidades de la deuda	2.300
Redes de transporte y distribución	7.000
RECORE	4.700
Sistemas no peninsulares	600
Otros costes	100
Total costes	14.700
Déficit, a cubrir con superávit acumulado	-1.500

Fuente: Elaboración propia.