

Estudios sobre la Economía Española - 2021/28

## Sobre los costes, los precios y el mercado de la electricidad

Diego Rodríguez Rodríguez  
(Universidad Complutense de Madrid y Fedea)

Septiembre 2021

fedea

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

# **Sobre los costes, los precios y el mercado de la electricidad**

**Diego Rodríguez Rodríguez**

**(Universidad Complutense de Madrid y Fedea)**

## **RESUMEN:**

El objetivo de este trabajo es ofrecer un análisis detallado de la estructura y previsible evolución de los costes y precios de la electricidad, así como una discusión de los aspectos más relevantes a estos efectos del funcionamiento de los mercados asociados. También se discuten y analizan algunas propuestas avanzadas por el Gobierno y otros actores para responder a la intensa preocupación social por el aumento de los precios mayoristas y su repercusión sobre la factura de los consumidores. En relación con los costes regulados, el trabajo analiza entre otras cuestiones la evolución previsible de los costes de las redes, el régimen de retribución específica renovable y la evolución de la deuda eléctrica, que en su conjunto deberían presentar una evolución favorable a medio plazo. Se abordan también algunas cuestiones relativas al diseño marginalista del mercado eléctrico, la posibilidad de extraer parte de los *windfall profits* ligados al aumento del precio de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> y la gestión del uso hidroeléctrico del agua, entre otras. Entre las propuestas que se formulan se incluyen la de una actualización más rápida de la retribución específica de las renovables para adaptarla a la evolución de los precios reales, así como una reducción drástica del impuesto especial sobre la electricidad. En un plazo un poco más dilatado debería abordarse la traslación completa de los sobrecostes extrapeninsulares a los Presupuestos Generales del Estado y, por supuesto, abordar de forma definitiva la reforma de la fiscalidad de los consumos energéticos con el fin de evitar las distorsiones causadas por la acumulación de instrumentos fiscales y parafiscales.

## 1. Introducción

La justificada preocupación sobre el incremento del precio de la electricidad ha generado numerosas reacciones y propuestas sobre posibles formas de mitigar el problema. Sin embargo, como suele ocurrir con todo lo relacionado con el sector energético, y particularmente el de electricidad, algunas de las soluciones propuestas no tienen en cuenta aspectos básicos del funcionamiento del sector, su estructura de costes, la normativa europea o, simplemente, podrían no tener el impacto deseado. En ese sentido, es también muy frecuente mezclar asuntos que poco tienen que ver entre sí, lo que termina generando una cierta confusión. A ello también contribuyen con frecuencia las tertulias de los medios informativos, donde suelen introducirse con poco acierto palabras “clave” como *windfall profits*, oligopolio, auditoría del déficit, manipulación del mercado, empresa pública, mercado marginalista o costes de oportunidad, entre otras, y valoraciones a priori más basadas en sesgos ideológicos que en el análisis riguroso y el conocimiento del mercado y de sus instituciones reguladoras.

Aunque hay algunos aspectos del problema que requieren una explicación de detalle un tanto “técnica”, lo cierto es que muchos de los elementos que se discuten pueden ordenarse, describirse y analizarse sin demasiada dificultad. Es importante hacerlo con cierta estructura, que permita ir paso a paso para evitar la mezcla de ideas y conceptos que frecuentemente inducen a confusión. Ese es el propósito de este trabajo. Para ello partimos de un breve repaso de las rúbricas básicas de la factura eléctrica y de su probable evolución en el corto y medio plazo. Posteriormente, se entra con más detalle en la discusión sobre el mercado, la generación no emisora (particularmente la nuclear y la hidráulica) y los precios regulados. En este análisis se van insertando las principales propuestas actualmente planteadas por el Gobierno y algunas otras que están en discusión.

El texto se acompaña de dos Anexos en los que se explican de modo intuitivo algunas cuestiones más “técnicas,” como la metodología de cálculo de los llamados peajes o la retribución de las renovables. El lector interesado puede acudir a Rodríguez (2018) para una explicación más detallada y complementaria de muchas cuestiones regulatorias sobre el sector de electricidad que aquí simplemente se esbozan.

## 2. ¿Qué pagamos en la factura de la luz?

Un consumidor de electricidad paga en su factura por cuatro conceptos:

1. Paga por la energía que adquiere a las empresas generadoras a través de su comercializadora. Un hogar medio consume entre 3.000 y 4.000 kWh al año, es decir, entre 3 y 4 MWh al año. Los MWh son la unidad en la que se negocia el precio para cada hora en el mercado mayorista diario, en el que participan los generadores y los comercializadores, siendo con estos últimos con los que el consumidor tiene una relación contractual. Por lo tanto, si el precio mayorista está en 70 €/MWh (lo que es ya un precio muy alto en términos históricos), entonces el consumidor medio paga entre 210 y 280 € al año por la energía adquirida. Ese mercado organizado está gestionado en España y Portugal por una empresa llamada OMIE (Operador del Mercado Ibérico, Polo Español) en su formato de mercado al contado o *spot* (diario e intradiario)<sup>1</sup>. Sin embargo, la casación del mercado, en la que se

---

<sup>1</sup> Hay dos mercados en los que se negocian precios a corto plazo (“spot”): diario e intradiario. En el primero se negocian mediante subastas todas las horas del día siguiente. El intradiario es un mercado de ajustes más cercano a las horas de consumo y actualmente combina un mercado de subastas (varias al día) con

determina el precio, no la hace OMIE aisladamente, sino que se ejecuta simultáneamente para un amplísimo conjunto de países europeos mediante un algoritmo común. El precio mayorista varía pues para cada hora de cada día y se establece, como se ha señalado, en un **mercado organizado de ámbito europeo en el que participan miles de oferentes y demandantes**. Si hubiera interconexión “perfecta” entre todos los países europeos, el precio sería único. Como no la hay (las interconexiones son limitadas y se saturan), los precios divergen entre países porque no es posible llevar toda la electricidad desde el mercado con el precio más barato al mercado con el precio más caro. Por ejemplo, como entre España y Portugal hay mucha interconexión los dos países tienen los mismos precios en prácticamente la totalidad de las horas del año. En cambio, entre España y Francia solo coinciden estrictamente en, aproximadamente, el 40% de las horas del año.

El encarecimiento actual de precios en los mercados mayoristas europeos es incuestionable. En concreto, aunque en España puntualmente se han alcanzado precios altos, nunca se han alcanzado precios tan altos como los actuales, que además no muestran signos de corregirse a corto plazo. El Cuadro 1 muestra los porcentajes de horas de cada año en que se han alcanzado precios situados en bandas o intervalos superiores a 50 €/MWh durante los últimos veinte años, así como el precio medio en cada período. Como puede observarse, **el año 2021 aparece ya como una anomalía en relación con la serie histórica** y seguramente lo hará aún más cuando termine. Con datos hasta el 9 de septiembre, el precio medio se sitúa por encima de los 71 euros por MWh, frente a una media de 45 para el conjunto del período, superando con claridad el anterior máximo de 64 euros en 2008. En lo que va de año, se han marcado precios por encima de los 90 €/MWh en más de un 28,3% de las horas del año 2021 y por encima de los 50 € en más del 75% de ellas.

**Cuadro 1. Porcentajes de horas en cada año según bandas de precios (superiores a 50 €/MWh) en el mercado mayorista diario (OMIE)**

	Precio medio (€/MWh)	Porcentajes de horas por bandas altas de precios (en €/MWh)				
		50 a 60	60 a 70	70 a 80	80 a 90	Más de 90
<b>2002-2006</b>	38,69	9,88	5,37	2,91	2,11	2,86
<b>2007-2011</b>	45,54	21,07	8,58	4,72	2,82	0,51
<b>2012-2016</b>	44,72	24,66	13,18	2,02	0,47	0,45
<b>2017</b>	52,24	36,77	11,24	6,76	1,47	1,1
<b>2018</b>	57,29	26,85	38,29	11,99	0,19	0
<b>2019</b>	47,68	36,89	7,76	0,98	0	0
<b>2020</b>	33,96	7,62	0,43	0	0	0
<b>2021*</b>	71,28	10,29	11,82	11,63	14,37	28,3
<b>2002-2021</b>	<b>45,21</b>	<b>19,97</b>	<b>10,24</b>	<b>3,86</b>	<b>1,96</b>	<b>2,02</b>

\* El año 2021 recoge los precios horarios hasta el 9 de septiembre.

Fuente: Elaboración propia a partir de datos horarios del mercado mayorista extraídos de OMIEData.

un mercado continuo. Existen también varios mercados para plazos más largos (siguiente mes, siguiente trimestre, siguiente año, etc.), tanto organizados como no organizados (denominados *Over the Counter* o OTC).

Las razones del crecimiento del precio de mercado en estos últimos meses son claras y conocidas: el aumento del precio del gas y el aumento del precio de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub>. En el primer caso, mientras que en un año normal el precio del gas natural en España se sitúa en una banda de 15-20 €/MWh (de gas), en la actualidad ese precio ronda los 55 €/MWh, un nivel históricamente alto solo alcanzado muy puntualmente durante algún fenómeno meteorológico adverso (por ejemplo, la tormenta Filomena a comienzos de 2021). Dados los MWh de gas que se necesitan para producir un MWh eléctrico, tan solo ese alto precio hace que el coste variable asociado al gas (que el generador que usa gas incorpora en su oferta) sea superior a 100 €/MWh. A ello se une que el precio de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> supera actualmente los 60 € por tonelada de CO<sub>2</sub>. Como un generador que usa gas (un ciclo combinado) emite 0,37 toneladas de CO<sub>2</sub> por cada MWh de energía eléctrica que produce, debe incorporar también en su oferta un coste variable del entorno de 22 €/MWh (= 0,37 tCO<sub>2</sub>/MWh x 60 €/tCO<sub>2</sub>). Puesto que la oferta de derechos de emisión, así como el número de instalaciones que los reciben gratuitamente, se va reduciendo con el tiempo, su precio debería mostrar una tendencia creciente a largo plazo y es más que probable que se mantenga en niveles claramente superiores a 50 €/tCO<sub>2</sub> en el futuro. En el caso del gas, sus precios hasta la primavera próxima seguirán muy altos, muy probablemente superiores a los actuales debido a una combinación de factores que incluye malas condiciones climatológicas en buena parte del mundo, el crecimiento de la demanda con la recuperación y los bajos niveles actuales de almacenamiento.

Es importante entender que **el precio en los mercados mayoristas incide de forma diferente sobre la factura final del consumidor en función de cómo se configure el contrato entre la empresa comercializadora** (que es quien paga ese precio a los generadores<sup>2</sup>) **y sus clientes** de electricidad. En el caso de la tarifa regulada por la que han optado buena parte de los hogares, el llamado Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC), la transmisión es inmediata pues el consumidor paga el precio mayorista más un pequeño margen. En otros casos, el comercializador es libre de fijar el margen y puede optar por ofrecer una mayor estabilidad en el precio final, suavizando las oscilaciones de los precios mayoristas. En España hay actualmente más de 650 empresas comercializadoras de electricidad y el consumidor es libre de elegir la comercializadora y tarifa que desee.<sup>3</sup>

Un comercializador también puede comprar energía en los mercados de futuros (véase la nota al pie número 1) o de forma bilateral a un generador, que en la gran mayoría de los casos es un grupo nuclear. También se están desarrollando crecientemente contratos de energía de largo plazo (*Power Purchase Agreement*, PPA) para estimular la entrada de nueva generación renovable. El “comprador” de esa energía suele ser una gran empresa consumidora. Sin embargo, la gran mayoría de la generación se adquiere en los mercados de contado o spot<sup>4</sup> (diario y, con menor importancia, intradiarios).

---

<sup>2</sup> Recuérdense que en el mercado solo participan los generadores y los comercializadores.

<sup>3</sup> Puede verse la lista en <https://sede.cnmc.gob.es/listado/censo/2>. No todas las comercializadoras ofertan a pequeños consumidores. Tres grupos empresariales comercializan el 65% de toda la energía suministrada en el mercado. En el caso del PVPC, el consumidor debe tener contratados menos de 10 kW si desea contratar la tarifa regulada PVPC (prácticamente la totalidad de consumidores domésticos tienen contratados menos de 10 kW).

<sup>4</sup> En 2020 en el mercado diario se negociaron 225 TWh, y en los intradiarios (que son mercados de ajuste) 37 TWh. La demanda eléctrica nacional fue de 250 TWh.

2. El precio que el consumidor paga por la energía consumida es el que (tras restarle el margen del comercializador) recibe el generador por la energía que inyecta a la red. Sin embargo, lógicamente esa energía hay que llevarla al consumidor, por lo que este **paga también por los costes de la red**. Así ocurre en cualquier servicio que se distribuye mediante una red (telecomunicaciones, servicio ferroviario, etc.). La red eléctrica tiene características de monopolio natural, aunque en la parte de la red de distribución (la más cercana al consumidor) hay muchas empresas de distribución, si bien no coinciden en el mismo territorio. Los propietarios de las redes están obligados a ponerlas a disposición de los generadores para que estos viertan su energía, pero sus ingresos no los reciben de estos sino de los consumidores finales. Para ello, la CNMC calcula el coste de esas redes, que luego distribuye entre todos los consumidores mediante los denominados “peajes”. En concreto, el coste total anual (incluyendo la inversión más la operación y mantenimiento) de las redes de transporte y distribución en 2021 es de casi 7 mil millones de euros (5,3 en distribución y 1,5 en transporte<sup>5</sup>), que se repercuten a los consumidores a través de los peajes. Precisamente parte de la discusión reciente (la ocurrida en junio) ha venido porque en ese mes se puso en funcionamiento una **nueva metodología de cálculo de esos peajes** (y de los cargos, que luego se describen)<sup>6</sup>. Los consumidores pagan los peajes asociados a los costes de las redes, pero esos costes también varían a lo largo del tiempo. Como posteriormente se comentará, **es previsible que los costes de las redes se reduzcan ligeramente durante los próximos años**.
3. Además, **en la factura del consumidor se integran “otros” costes que, fundamentalmente, provienen de decisiones de política energética**. El fundamental es el coste de las primas, en forma de retribución específica, que se establecieron para incentivar la entrada de **renovables** hasta 2012. La forma de calcular esa retribución, que es adicional (aunque no desconectada) de la que reciben mediante la venta de la energía en el mercado, ha cambiado, pero en 2021 supondrán un coste del entorno de 6,4 miles de millones de euros<sup>7</sup>. En ese coste se incluye también la retribución específica a la cogeneración, que es la generación de electricidad en la industria, habitualmente realizada usando gas. Las otras dos grandes partidas de “otros” costes son la relativa a la amortización de la **deuda** del sector eléctrico (principal e intereses), que cada año supone aproximadamente 2,4 mil millones de euros, y los extracostes de generación en los **sistemas no peninsulares**,<sup>8</sup> que ascienden a aproximadamente 700 millones de euros (lo que supone la mitad del importe total de tales costes, ya que el otro 50% se financia a través de los PGE). Añadiendo algunas partidas menores, estos “otros” costes regulados ascienden a 9,5 mil millones de euros en 2021, y se distribuyen entre los consumidores a través de los llamados “cargos”. Esa distribución es

---

<sup>5</sup> Las redes de “larga distancia” y de mayor capacidad, que habitualmente conectan con los centros de generación son las redes de transporte. La red de transporte nacional es propiedad de Red Eléctrica de España (REE), que es el transportista único. La energía así transportada se reparte a hogares y empresas mediante una red de distribución, de menor capacidad y más capilar. En España hay más de 200 empresas propietarias de redes de distribución, si bien cinco empresas representan un porcentaje altísimo del total de estas redes.

<sup>6</sup> En el Anexo 1 se describen de modo sencillo los procedimientos básicos de esa metodología de cálculo.

<sup>7</sup> Véase Anexo 2 para una breve explicación del procedimiento de retribución a las renovables y sus costes.

<sup>8</sup> La electricidad generada en Canarias, Baleares, Ceuta y Melilla es más cara que la generada en la península debido a que usa un mix de generación fuertemente basado en centrales térmicas (fundamentalmente con hidrocarburos líquidos). Solo en el caso de Baleares existe interconexión eléctrica con la península con la que se abastece parte de la demanda de las islas.

competencia del Ministerio de Transición Ecológica y Reto Demográfico (Ministerio en adelante), que ha desarrollado una **metodología de cargos que comenzó a aplicarse en junio de 2021**. Sin entrar en detalles, el Ministerio apostó por distribuir esos costes fundamentalmente en función del consumo (término de energía consumida), mientras que la CNMC optó porque en la distribución de los peajes (costes de la red) se otorgara un mayor peso al componente fijo (esto es, al término de potencia contratada) que al componente variable (término de energía consumida). En ambos casos se establecieron varios periodos de tarificación a lo largo del día, esto es, existe discriminación horaria en precios.

4. Por último, a la suma de los tres costes anteriores (coste de la energía, peajes y cargos), se le aplica **dos impuestos en cascada**. Primero, el Impuesto especial de la electricidad, con un tipo del 5,1% y, segundo, sobre la cuantía incrementada por ese tributo, se aplica el IVA que, provisionalmente, tiene un tipo reducido del 10% para el consumidor doméstico (frente al 21% anterior). Estos son los únicos impuestos “explícitos” que se recogen en la factura eléctrica, si bien **el consumidor paga también el impuesto de generación del 7%, aunque no sea el sujeto pasivo del mismo**. Esto es así porque se trata de un impuesto cuya base imponible es el ingreso percibido por el generador, que depende del precio de mercado. Por tanto, para el generador es un coste variable más y lo incorpora en el precio al que hace su oferta. Es decir, el consumidor está pagando ese impuesto en el precio al que compra la electricidad (componente 1). Este impuesto se encuentra temporalmente suspendido.

Es importante señalar que, aunque los impuestos son en efecto una parte importante de la factura eléctrica, frente a lo que frecuentemente se afirma, no suponen entre un 60% y un 70% del total. En esa errónea afirmación se están añadiendo a los impuestos reales (IVA e impuesto especial) los peajes y cargos, que no son impuestos. En el caso de los peajes, porque evidentemente son un coste más del servicio energético, ya que de nada sirve tener un kWh en una planta en Badajoz si el consumidor está en Zaragoza. Tan solo en el caso de los cargos puede asumirse que, en la medida en que podrían tener una forma alternativa de financiación vía Presupuestos Generales del Estado, tienen rasgos “**parafiscales**”. Pero no son impuestos en sentido estricto.

El Cuadro 2 muestra la factura anual de un consumidor acogido al Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC) 2.0 TD (que es, con diferencia, la tarifa más frecuente). Se ha supuesto un consumo anual de 3.500 kWh, lo que es relativamente elevado en relación con los datos que proporciona la Encuesta de Presupuestos Familiares (EPF; elaborada por el INE), que sitúa el consumo medio por hogar ligeramente por debajo de 3.000 kWh. Sin embargo, diversas organizaciones de consumidores usan una estimación del consumo por hogar de 4.000 kWh/año. Por ejemplo, el usuario medio utilizado por FACUA en sus análisis tiene un consumo de 366 kWh mensuales (4.392 kWh anuales). Por su parte, el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) estimó un consumo medio por hogar de 3.487 kWh, dato muy similar al que aquí se asume. Se ha supuesto que la distribución horaria de ese consumo (término de energía) se corresponde con la distribución de consumo que se deriva de las curvas de carga horaria para un consumidor típico en esa tarifa que utilizó la CNMC en su metodología de peajes, lo que implica asignar 950 kWh, 900 kWh y 1.650 kWh al consumo en horas pico, llano y valle,

**Cuadro 2. Ejemplo de factura anual de un consumidor en PVPC 2.0TD, con 4,5 kW de potencia y consumo anual de 3,5 MWh distribuidos en periodos horarios según la estructura media de consumo por periodos en España\* para consumidores de ese tipo.**

<b>Facturación por potencia</b>	Peaje punta	23,469833 €/kW		105,61 €																		
	Peaje valle	0,961130 €/kW		4,33 €																		
	Cargo punta	7,202827 €/kW		32,41 €																		
	Cargo valle	0,463229 €/kW		2,08 €																		
	Margen	3,113000 €/kW		14,01 €																		
<b>Facturación por energía</b>	Peaje punta	950 kWh	0,027378 €/kWh	26,01 €																		
	Peaje llano	900 kWh	0,020624 €/kWh	18,56 €																		
	Peaje valle	1650 kWh	0,000714 €/kWh	1,18 €																		
	Cargo punta	950 kWh	0,105740 €/kWh	100,45 €																		
	Cargo llano	900 kWh	0,021148 €/kWh	19,03 €																		
	Cargo valle	1650 kWh	0,005287 €/kWh	8,72 €																		
	Energía punta	950 kWh	0,125272 €/kWh	119,01 €																		
	Energía llano	900 kWh	0,119073 €/kWh	107,17 €																		
	Energía valle	1650 kWh	0,109008 €/kWh	179,86 €																		
<b>Subtotal (sin impuestos)</b>				<b>738,44 €</b>																		
Impuesto especial electricidad (5,11269632%)				37,75 €																		
Alquiler de equipo (0,02663 €/día)				9,72 €																		
Subtotal (antes de IVA)				785,92 €																		
<b>IVA (10%)</b>				<b>78,59 €</b>																		
<b>Total anual factura</b>				<b>864,51 €</b>																		
<table border="1"> <tbody> <tr> <td>Total peajes</td> <td>155,69</td> <td>18,0%</td> </tr> <tr> <td>Total cargos</td> <td>162,71</td> <td>18,8%</td> </tr> <tr> <td>Total energía</td> <td>406,04</td> <td>47,0%</td> </tr> <tr> <td>Alquiler y margen</td> <td>23,73</td> <td>2,7%</td> </tr> <tr> <td>Total Impuestos</td> <td>116,35</td> <td>13,5%</td> </tr> <tr> <td><b>Total anual factura</b></td> <td><b>864,51</b></td> <td><b>100,0%</b></td> </tr> </tbody> </table>					Total peajes	155,69	18,0%	Total cargos	162,71	18,8%	Total energía	406,04	47,0%	Alquiler y margen	23,73	2,7%	Total Impuestos	116,35	13,5%	<b>Total anual factura</b>	<b>864,51</b>	<b>100,0%</b>
Total peajes	155,69	18,0%																				
Total cargos	162,71	18,8%																				
Total energía	406,04	47,0%																				
Alquiler y margen	23,73	2,7%																				
Total Impuestos	116,35	13,5%																				
<b>Total anual factura</b>	<b>864,51</b>	<b>100,0%</b>																				

\* Se ha utilizado el fichero excel con el modelo de asignación de peajes de transporte y distribución disponible en <https://www.cnmc.es/expedientes/cirde00219>.

- Fuente: Elaboración propia.

respectivamente. Además, se supone que el hogar tiene contratados 4,5 kW (sin diferenciación de potencia por periodos<sup>9</sup>), lo que es también relativamente exigente.

Los valores sombreados son aquellos que se derivan de decisiones tomadas por el Gobierno o la CNMC. En particular, las cuantías a pagar por peajes y cargos en términos de €/kW (en la facturación por potencia) o de €/kWh (en la facturación por energía) son los aprobados por la CNMC y el Ministerio, respectivamente, y actualmente vigentes. El margen de comercialización (en €/kW) es también el aprobado por el Ministerio. Por último, los impuestos son los actualmente vigentes, incluyendo el tipo del 10% del IVA.

Sólo la parte no sombreada se corresponde con el precio de la energía adquirida en el mercado mayorista por el comercializador con el que el consumidor tiene su contrato<sup>10</sup>. En el ejemplo del Cuadro 2 se han aplicado precios de principios de agosto de 2021, que son altos en el contexto histórico pero no así en la situación actual. Los precios medios en cada periodo (punta, llano y valle) para cada consumidor varían ligeramente con respecto a los aquí utilizados porque dependen de cómo distribuye su consumo a lo largo de las horas de ese periodo, ya que cada una de esas horas tienen precios distintos.

Dado que hemos supuesto un consumidor con una potencia y un consumo relativamente elevados (en relación con la EPF), a lo que se añade un precio de mercado ya alto en comparativa histórica, la factura anual del consumidor se sitúa en 864 € (72 €/mes). De esa factura, un 47% se correspondería con el precio de la energía, un 36,7% con peajes y cargos y un 13,5% con el impuesto especial y el IVA. Esta estructura da más peso al precio de la energía y menos a los impuestos que la que frecuentemente se utiliza, pero obviamente está marcada por un IVA inferior al habitual del 21% y un precio de mercado mayor que la media histórica. Si se supusiese un IVA del 21% el porcentaje de la factura dedicado al coste mayorista de la energía (con los mismos precios y resto de supuestos aplicados) bajaría al 42,7% y el de impuestos “explícitos” se incrementaría al 21,3%.

Además, como es sabido, algo más del 60% de los consumidores domésticos de menos de 10 kW no contratan el PVPC sino un precio no regulado o libre, por lo que las cifras y los porcentajes anteriores varían según el tipo de contrato del que se disponga, incluso con los mismos supuestos de partida sobre la potencia contratada, el consumo total y su estructura. No cabe esperar que, en términos de la estructura del gasto total, esas diferencias sean demasiado acusadas para un consumidor doméstico medio, aunque las diferencias en la factura “media” entre un consumidor acogido al PVPC y un consumidor en mercado libre dependen, por ejemplo, de cómo se efectúa la actualización de precios por el consumo eléctrico (en el término de energía) en el contrato del consumidor en el mercado libre. Una actualización “lenta” beneficia al consumidor en el mercado libre frente al PVPC en un contexto de subida de precios en el mercado mayorista, pero tiene el resultado contrario en un contexto de bajada. Por ejemplo, la CNMC calculó<sup>11</sup> que en 2019 la factura de un consumidor acogido al PVPC se redujo en un 7% respecto al año previo, mientras que se incrementó en un 2% para los consumidores domésticos

---

<sup>9</sup> Desde junio de 2021 el consumidor doméstico puede contratar dos potencias: una para el periodo valle y otra para los periodos punta y llano. Este cambio de potencias por periodos es habitual en las empresas con mayores potencias contratadas.

<sup>10</sup> En el caso del PVPC se tiende a decir que es el precio del mercado mayorista diario. Estrictamente, resulta de una fórmula en la que se integran distintos componentes (por ejemplo, los servicios de ajuste del sistema, que son responsabilidad del operador de sistema y que permiten asegurar el suministro), pero en la que, efectivamente, más del 95% resulta del precio del mercado mayorista diario.

<sup>11</sup> Véase el *Informe de Supervisión del Mercado Minorista de Electricidad 2019* (último año disponible).

en el mercado libre. Ello fue consecuencia de un comportamiento decreciente de los precios mayoristas ese año, frente al aumento registrado en el año previo.

Conviene, en cualquier caso, **no confundir esas “variaciones” en la factura final con el “nivel” de tal factura**. La CNMC ha analizado sistemáticamente esa última cuestión, usando las características de todos los contratos de los que dispone en su comparador de precios de la electricidad, **con el resultado de que los clientes acogidos al PVPC obtienen sistemáticamente mejores precios**. En 2019, por ejemplo, la diferencia fue del 17%. En otros años (como en 2018) esas diferencias fueron más reducidas pero del mismo signo.

Una vez descritos los cuatro componentes de la factura<sup>12</sup> podemos entrar en la discusión sobre las variaciones esperadas y los instrumentos disponibles para alterar cada uno de ellos.

### **3. La evolución futura de los componentes vinculados a costes regulados (peajes y cargos)**

Como se ha señalado, la factura de cualquier consumidor tiene cuatro componentes básicos: precio de la energía consumida, peajes, cargos e impuestos “explícitos” (impuesto especial sobre la electricidad e IVA). Por tanto, la factura puede modificarse alterando cualquiera, o varios, de esos componentes. En el caso de los peajes y cargos, estos no son más que la traslación a los consumidores, con ciertas reglas, de unos costes de naturaleza regulada. Por tanto, **la reducción global de esos peajes/cargos depende de que puedan reducirse los componentes de costes a los que responden o trasladarse desde los consumidores eléctricos a otros colectivos**. La distribución específica entre grupos de consumidores también puede alterarse modificando las reglas de cálculo.

#### **Peajes**

En la parte de costes de las redes, que es a lo que responden los peajes, las metodologías de la CNMC establecieron una reducción de los costes de las redes de transporte y distribución en el conjunto del periodo regulatorio 2020-2025.

En el caso de la distribución, se estima una reducción inicial de 200 a 250 millones/año en la retribución calculada con la nueva metodología frente a la antigua, que proviene fundamentalmente de una menor tasa de retribución financiera. Pese a ello, los costes esperados hasta el año 2025 son crecientes (desde 5,27 miles de millones de euros en 2020 hasta 5,48 miles de millones en 2025), de modo que los costes totales de la distribución al final del periodo tenderán a ser similares a los actuales.

En el caso de la retribución al transporte (Red Eléctrica de España), habrá que esperar al año 2024 para observar una reducción significativa (en torno a 300 millones de euros) con respecto

---

<sup>12</sup> No hemos considerado en la descripción el margen regulado en el PVPC que, como se observa en el Cuadro 2, es de 3,113 €/kW. Obviamente ese margen no está explícito en contratos de mercado libre sino que el comercializador ya lo incluye en el precio de la energía. Con respecto al alquiler del equipo (cuyo precio sí está regulado para todos los consumidores domésticos, aunque estén en mercado libre) a veces se señala que debería ser pagado por los distribuidores. En tal caso, simplemente sería añadido por la CNMC a la base de activos regulados de la distribución, como un elemento más de la red, y **sería pagado por el consumidor a través del peaje**.

a la retribución actual. En años anteriores la reducción será mucho menor<sup>13</sup>. De ese modo, se espera que la retribución anual a las redes de transporte se situará al final del periodo en el entorno de 1,36 miles de millones de euros.

Todas estas cifras están sujetas a una cierta incertidumbre por la entrada de nuevos activos en la base de activos regulados sujetos a retribución. Las inversiones efectuadas por las empresas distribuidoras están sujetas a un límite (un porcentaje del PIB), que ha aumentado recientemente por la pandemia. En el caso del transporte, una parte de ellas también están sujetas a límites cuantitativos, pero hay parte de las inversiones que no computan en ese límite (en particular, las interconexiones)<sup>14</sup>. Por tanto, mayores inversiones implican, obviamente, mayores costes y, en consecuencia, pueden requerir mayores peajes, ya que las inversiones en redes son inversiones reconocidas, esto es, se integran en la base de activos regulados sujetos a retribución. **Si no se permiten excesos en nuevas inversiones, lo esperable es que los costes globales de las redes tiendan a reducirse ligeramente** (en torno a 200-300 millones de euros/año) en el próximo quinquenio, **lo que en teoría debería permitir una ligera reducción de los peajes**<sup>15</sup>.

### **Cargos: el papel del FNSSE**

**La evolución de los cargos que pagan los consumidores eléctricos va a depender fundamentalmente de la implementación del Fondo Nacional de Sostenibilidad del Sistema Eléctrico (FNSSE)**, cuyo proyecto de ley se encuentra actualmente en tramitación parlamentaria. El nuevo Fondo “extrae” del sistema de cargos los costes de la remuneración complementaria regulada de las renovables, cogeneración y residuos y crea un sistema de financiación específico para los mismos, reduciendo así los cargos que tienen que pagar los consumidores eléctricos. En la práctica, esta partida se dedica fundamentalmente a los costes asociados a las renovables “históricas” (pre-2012), aunque podría llegar a incluir en el futuro la retribución de algunas instalaciones renovables correspondientes a las subastas de 2016 y 2017 si los precios de mercado cayesen hasta el entorno de los 30 euros por MWh. (Véase el **Anexo 2** para un mayor detalle sobre esta cuestión).

El FNSSE se nutrirá de tres fuentes: los ingresos fiscales que se contemplan en la Ley 15/2012, los ingresos procedentes de las subastas de derechos de emisión<sup>16</sup> de CO<sub>2</sub> y las aportaciones de

---

<sup>13</sup> Aunque hay una caída en todos los años por la aplicación de una menor tasa de retribución financiera, la caída a partir de 2024 se produce porque en 2023 expira el incremento de vida residual de activos previos a 1998 que el Ministerio concedió en el año 2019.

<sup>14</sup> A diferencia de la red de distribución, la red de transporte es una red planificada y todas las actuaciones se contemplan en el periodo de planificación 2021-2025, actualmente en fase de aprobación.

<sup>15</sup> A ese respecto, sin embargo, probablemente haya que establecer una modificación normativa dada la prohibición expresa de reducir los peajes de acceso que se estableció en la Ley del Sector Eléctrico de 2013 en tanto siga existiendo deuda del sector eléctrico. Esta es una **restricción normativa** absurda, ya que la deuda está en desaparición (como luego se comentará) y, como se demostró tras la acumulación de superávits en el periodo 2014-2018, resulta imposible el uso de estos para la reducción anticipada del montante de esa deuda, que era el espíritu que justificaba la restricción establecida en la Ley del año 2013.

<sup>16</sup> El Régimen Europeo de Comercio de Derechos de Emisión funciona desde 2005 y actualmente se encuentra en su cuarta fase (2021-2030). Un derecho es una autorización a emitir una tonelada de CO<sub>2</sub> equivalente, que puede ser objeto de compraventa (véase Sánchez, 2019). La colocación inicial se hace mediante subastas, que aportan ingresos para los estados miembros y cuyo uso está regulado por parte

ciertos contribuyentes. Estos contribuyentes serán todos los comercializadores y operadores al por mayor del sistema energético, incluyendo a los que operan en los mercados de gas e hidrocarburos líquidos además de en el de electricidad, con lo que parte de los costes regulados de las renovables se trasladan fuera del sistema eléctrico. Las contribuciones de estas empresas se calcularán en función de sus ventas totales, utilizando una metodología específica. **La transmisión del coste de la contribución al FNSSE por parte de los comercializadores energéticos a sus clientes (porque, obviamente, lo transmitirán) no está regulada**, a diferencia de lo que ocurre con la transmisión a través de los cargos, que sí están regulados. Esto puede ser importante porque la metodología de cargos utiliza una serie de parámetros que hace que el cargo por kWh consumido por parte de un pequeño consumidor sea mucho mayor que el de una empresa con alto consumo. En cambio, por ejemplo, un comercializador eléctrico puede repercutir de modo homogéneo entre todos los kWh vendidos el coste de su aportación al FNSSE.

Por lo que se refiere a los ingresos procedentes de los ingresos fiscales que se contemplan en la Ley 15/2012 (por ejemplo, el impuesto de generación del 7%)<sup>17</sup> y los ingresos procedentes de las subastas de derechos de emisión de CO<sub>2</sub>, no hay realmente nada nuevo, excepto por el considerable aumento de esta última partida que comporta la subida del precio de los derechos. **Ambas vías eran ya ingresos del sistema eléctrico** y, aunque no ha habido una separación explícita de peajes y cargos hasta recientemente, es evidente que eran ingresos destinados a cubrir los costes de las partidas reflejadas en los cargos.

El reparto entre todos los consumidores energéticos de la parte del Fondo no cubierta por ingresos tributarios y derechos de emisión debe permitir reducir, obviamente, los cargos que soportan los consumidores eléctricos. En ese sentido, la cuestión polémica es por qué pasa a distribuirse el FNSEE (lo no cubierto por los ingresos tributarios de la Ley 15/2012 y los derechos de emisión) entre todos los operadores energéticos, con independencia de que sean eléctricos, gasistas o de hidrocarburos líquidos. Desde mi punto de vista, **la justificación de la medida debe basarse en la necesidad de que todos los vectores energéticos contribuyan a los esfuerzos en los objetivos de descarbonización**. Hay que partir del hecho de que los objetivos de penetración de renovables en el consumo de energía no son objetivos para el sector eléctrico, sino para el conjunto del consumo energético final. Si el apoyo a la generación de energías renovables fuese con cargo al presupuesto público, la socialización del esfuerzo sería obvia. Sin embargo, la decisión actual es que sean los consumidores (no los contribuyentes) los que se hagan cargo del esfuerzo. Y el hecho es que en el estado actual (y previsible) de la tecnología, descarbonizar el consumo energético requiere descarbonizar la generación eléctrica.

Al mismo tiempo, los consumos energéticos tienen un cierto grado de sustituibilidad, si bien este depende del uso concreto y de la tecnología disponible. Por ejemplo, un hogar se puede calentar mediante calefacción por gas o mediante una bomba eléctrica de calor, y un

---

de los estados. En España una parte importante de esos ingresos (hasta el 90%) se destinan al sector eléctrico para cubrir parcialmente los pagos a las renovables.

<sup>17</sup> Actualmente existen otros dos gravámenes, además del 7% a la generación, que subsisten de los recogidos en la Ley 15/2012: i) los impuestos sobre la producción de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos resultantes de la generación de energía nucleoelectrónica y el almacenamiento de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos en instalaciones centralizadas, con tipos impositivos sobre el peso o el volumen; ii) el canon por utilización de las aguas continentales para la producción de energía eléctrica, con un gravamen sobre la energía hidroeléctrica producida. También estaba gravado el uso del gas para la generación eléctrica, pero se suprimió por el RDL 15/2018.

consumidor puede adquirir un coche eléctrico o uno de combustión. Es evidente que el hecho de que la electricidad pague por el gasto asociado a la transformación del parque de generación afecta a su precio relativo en relación con otros productos energéticos, y en ese sentido afecta a la decisión de cuál es el vector energético que se consume y, en consecuencia, al cumplimiento del objetivo de descarbonización<sup>18</sup>.

En realidad, el FNSEE replica en gran medida el diseño del Fondo Nacional de Eficiencia Energética (con igual órgano de gestión, el IDAE), constituido por la Ley 18/2014, cuya conformidad con la reglamentación europea fue ratificada por el Tribunal Supremo en 2019 (tras una cuestión prejudicial resuelta por el TJUE). **El FNSEE será, sin lugar a dudas, objeto de litigiosidad, por lo que es muy importante la adecuada justificación de la propuesta.** En ese sentido, **la finalidad última del fondo (y su nombre) no debería ser arreglar un supuesto problema de sostenibilidad financiera del sistema eléctrico, sino sufragar solidariamente los extracostes asociados a la transición hacia energías renovables, sean del tipo de que sean.** Por ello, el FNSEE debería destinarse también a cubrir los extracostes asociados a otras fuentes de generación renovable no eléctrica, teniendo más sentido que se constituyera como un Fondo de Financiación de Energías Renovables, en el que se pudiesen integrar los esfuerzos realizados en otros sectores energéticos como los gases renovables.

Ya se ha señalado que al Fondo contribuirán también los ingresos procedentes de las subastas de derechos de emisión (es de prever que hasta en un 90% de dichos ingresos) lo que, dados los precios actuales y futuros, será una fuente relevante de ingresos<sup>19</sup>. Esto aliviará las contribuciones a pagar para el FNSSE por parte de los consumidores energéticos, que por otra parte deberían irán reduciéndose con el tiempo según vayan saliendo del sistema instalaciones con derecho a retribución. Por último, en relación con el impuesto a la generación del 7%, que es el más relevante de entre los incluidos en la Ley 15/2012, este se encuentra actualmente suspendido y se mantiene la discusión sobre su eliminación definitiva. Obviamente, en tanto esté suspendido, ello implicará menores aportaciones al Fondo y, por tanto, mayores cargas para los contribuyentes. Sin embargo, dado que el consumidor eléctrico paga ese impuesto en el precio por la energía consumida (esto es, en el componente 1 descrito en el anterior apartado), ya que los generadores lo transmiten en su oferta, **la supresión definitiva de este impuesto a la generación tendría sin duda un impacto positivo para la factura final del consumidor eléctrico.** La desaparición del impuesto de generación del 7% sí podría tener un impacto para el resto de contribuyentes energéticos (gas e hidrocarburos líquidos) en la medida en que no se compensara con un aumento de otros tributos de la Ley 15/2012 o con un aumento de los ingresos por los derechos de emisión de CO<sub>2</sub>.

---

<sup>18</sup> Lo óptimo, como se propuso en el informe de la Comisión de expertos sobre escenarios de transición energética, es que el reparto del cargo se haga sin que afecte a los precios relativos entre los distintos productos energéticos. Sin embargo, la propuesta del Gobierno es que no recaiga sobre el precio final sino sobre los operadores energéticos. Véase “*Análisis y propuestas para la descarbonización,*” de abril de 2018, elaborado por la Comisión de Expertos de Transición Energética en [http://www6.mityc.es/aplicaciones/transicionenergetica/informe\\_cexpertos\\_20180402\\_veditado.pdf](http://www6.mityc.es/aplicaciones/transicionenergetica/informe_cexpertos_20180402_veditado.pdf)

<sup>19</sup> Hasta este año en los Presupuestos Generales del Estados se han limitado las cantidades asignadas al sector eléctrico procedentes de las subastas de derechos de emisión. Esto ha cambiado con la nueva Ley de Cambio Climático, que asigna unas cuantías mínimas pero elimina los máximos.

### **Cargos: el exceso de retribución actual a las renovables**

El principal coste asociado a los cargos, que es además el objeto del FNSEE, es la retribución a muchas instalaciones de generación renovable. En relación con esta partida, cabe esperar que la liquidación que ha de practicarse al final del actual subperíodo regulatorio, 2020-22, arroje un importante saldo negativo que reducirá los costes asociados a los cargos del sistema. La razón es que la retribución que están percibiendo actualmente las renovables se basa en una estimación de precios de mercado que, claramente, se ha quedado muy por debajo de los precios reales. En concreto, para el cálculo “*ex ante*” de la retribución regulada durante el período actual se supuso que los precios de mercado para los años 2020, 2021 y 2022 serían, respectivamente 54,42 €/MWh, 52,12 €/MWh y 48,82 €/MWh. Si bien el precio medio diario de 2020 fue inferior (el calculado por la CNMC, que es el relevante, fue de 33,94 €/MWh), los precios medios en 2021 y 2022 se van a situar claramente muy por encima de los valores estimados para estos años. Puesto que la retribución de mercado será muy superior a la prevista, el complemento regulado deberá ajustarse a la baja, detrayéndose de la retribución del ejercicio 2023 el exceso de retribución percibida en 2020-2022. Si se mantienen precios altos en 2021 y 2022 (y todo indica que así será), la cuantía a detraer puede ser muy importante, ascendiendo a muchos cientos de millones de euros. Nótese que como la norma no permite ajustar ese parámetro, **se va a producir una “recuperación” del exceso de retribución actual en un año (2023) en el que se espera una notable caída de los precios de mercado**, por lo que sin duda se planteará la posibilidad de distribuir esa detracción en un periodo más largo para aplanar el impacto. **Una posibilidad a considerar sería modificar la norma para acelerar el ajuste y adelantar en el tiempo la reducción de los costes regulados.**

### **Los otros costes en los cargos: deuda y extracostes no peninsulares**

Otra parte relevante de los cargos es la ligada a la deuda del sector eléctrico. Se trata de la deuda generada hasta 2013, que alcanzó casi 30 mil millones de euros en ese año, pero cuyo volumen vivo a final de 2021 se situará en 12,2 miles de millones de euros. Frente a los 2,4 mil millones de euros anuales que actualmente se pagan por el servicio de la deuda (principal e intereses), a partir de 2026 se producirá una notable caída. De ese modo, en 2028 la cantidad a abonar estará en torno a 630 millones de euros, desapareciendo los pagos desde ese año. **La extinción del pago de las anualidades permitirá una reducción importante en los costes regulados y, en consecuencia, una importante reducción de cargos en la segunda mitad de esta década.** Eso sí, **bajo la premisa de que el sistema de ingresos y costes regulados se mantenga en equilibrio (como obliga la norma legal) y no vuelva a incurrir en déficits.**

La última parte de los cargos son los asociados a los extracostes de generación en los territorios no peninsulares (Canarias, Baleares, Ceuta y Melilla). Es bastante claro que esta partida responde a una decisión de solidaridad interterritorial (igualación del precio de la energía con respecto al precio mayorista peninsular) que, como otros mecanismos de similar naturaleza (por ejemplo, las subvenciones al transporte de los residentes en territorios no peninsulares), debería ser atendida desde los Presupuestos Generales del Estado<sup>20</sup>. Actualmente así ocurre con el 50% de esos extracostes, que se retribuyen a las empresas generadoras mediante transferencias que provienen del Tesoro. El otro 50% es el que se incluye en los costes asociados a los cargos. En los últimos años estos costes se han reducido por la caída de los precios del

---

<sup>20</sup> Un consumidor del servicio aéreo en España no paga un sobrepago en su billete para cubrir los descuentos a residentes en las islas.

petróleo (pues en Canarias, Ceuta y Melilla, y parcialmente en Baleares, las centrales térmicas usan derivados del petróleo), pero el aumento que se está experimentando actualmente en los precios de los hidrocarburos implicará un crecimiento de esa retribución adicional. **Solo un aumento sustancial de la generación renovable en los territorios no peninsulares permitirá reducir este componente, aunque, como se ha señalado, hay buenas razones para trasladar por completo esta partida a los Presupuestos Generales del Estado.**

### **Conclusiones y recomendaciones**

Por tanto, puede concluirse que en los próximos años se producirán los siguientes movimientos en las partidas de costes regulados del sistema, con las consiguientes consecuencias sobre los peajes y cargos:

- Se producirá una **ligera caída en la retribución de la red de transporte, que podría compensarse con un ligero aumento en la retribución de la red de distribución**. La incertidumbre aquí es elevada, porque depende de las inversiones que se acometan en las redes, especialmente las que no están sujetas a los límites cuantitativos establecidos en la normativa. Frente a lo que a veces se escucha de que “lo que tienen que hacer las eléctricas es invertir”, no debe olvidarse que esas **inversiones en redes no las pagan las compañías eléctricas de distribución o transporte: las pagan los consumidores** ya que en España (como en todos los países) la retribución de las redes está regulada. En ese contexto, el riesgo de sobreinversión es un fenómeno bien conocido por los reguladores y la literatura económica.

- **Por el lado de los cargos, el elemento fundamental para esperar una reducción proviene de la aplicación del FNSSE** y de su configuración definitiva (por ejemplo, en materia de exenciones). Pero no olvidemos que el Fondo se destina a sufragar unos costes determinados, por lo que es **importante tener claro cuál puede ser la evolución de esos costes**.

- A ese respecto, con incertidumbre sobre la magnitud final, todo indica que en el futuro se observará una tendencia a la baja en **los costes regulados asociados a las renovables**, que es la principal partida del régimen de retribución específica “RECORE”, aunque falta todavía algún tiempo para que se intensifique el ritmo de salida de las instalaciones más subvencionadas. Como ya se ha indicado, con el fin de acelerar la reducción de esta partida de gasto, **debería valorarse un ajuste más rápido por la diferencia entre los precios reales de mercado y las previsiones utilizadas para calcular la retribución específica**. En esa retribución juega también un papel central la tasa de rentabilidad financiera, pero esta se ha “consolidado” por parte de la normativa en un valor elevado para un periodo de 12 años. Al mismo tiempo, los costes de operación y mantenimiento (y por tanto la retribución) a la cogeneración aumentarán, si bien es previsible una reducción del número de instalaciones cubierta por la retribución específica.

- El FNSEE se sufragará parcialmente con los ingresos por las subastas de derechos de emisión de CO<sub>2</sub>. Como es sabido, el aumento del precio de estos derechos, claramente por encima de 50 € por tonelada, se mantendrá en los próximos años, lo que proporcionará importantes ingresos. Los **ingresos por CO<sub>2</sub> se van a incrementar** también por el aumento de actividades sujetas al régimen de comercio de derechos de emisión (por ejemplo, transporte marítimo) y la reducción del otorgamiento gratuito de derechos. Sería el **momento adecuado para plantear la retirada definitiva del impuesto de generación del 7%**, con el consiguiente impacto positivo sobre el precio de mercado.

- Habrá que esperar hasta 2027 para aprovechar el **amplio hueco que dejará la eliminación del pago de la deuda** en los costes regulados (más de 2 mil millones de euros anuales), que deberá permitir por sí sola una importante reducción de los cargos<sup>21</sup>. En relación con los **extracostes de los sistemas peninsulares** su cuantía dependerá de los precios del petróleo, pero no incidirá de modo muy significativo en los costes globales asociados a los cargos, **estando plenamente justificada su traslación total (la del 50% que resta) a los PGE**<sup>22</sup>.

- Por último, hay un mecanismo adicional que puede tener un impacto sobre la reducción de los cargos de los consumidores eléctricos, que es la **aplicación de la minoración de ingresos por CO<sub>2</sub> no emitido por parte de algunas centrales de generación (nucleares e hidráulicas casi en su totalidad)**. El detalle de ese mecanismo se explicará con posterioridad.

En definitiva, hay razones para esperar durante **los próximos años una reducción del conjunto de peajes y cargos** que pagan los consumidores y que están asociados a costes regulados. Naturalmente, hay reducciones de costes que podemos anticipar con mucha precisión (por ejemplo, la ligada al coste de la deuda) y otras que están sujetas a incertidumbre (p. ej., la generada por la creación del FNSSE), pero todo indica que los factores que tienden a reducir tales pagos (extinción de la deuda, introducción del FNSSE, evolución de la retribución de las redes, regularización de la retribución a renovables, aplicación parcial a los cargos de la minoración de ingresos por CO<sub>2</sub> no emitido) deben pesar mucho más que los factores que pueden generar incrementos de costes (extrapeninsulares e impacto de nuevas inversiones en redes).

#### **4. Las modificaciones en los impuestos sobre la electricidad**

Como se ha señalado, la factura de cualquier consumidor tiene cuatro componentes básicos: el precio de la energía consumida, los peajes, los cargos y los impuestos “explícitos”, que son el impuesto especial sobre la electricidad y el IVA. En este apartado nos centramos en esos impuestos.

**La forma más rápida de alterar la factura eléctrica es la modificación de los impuestos**<sup>23</sup>. Esta estrategia ya se está empleando pues, como es bien sabido, se ha reducido provisionalmente el tipo del IVA desde el 21% al 10%. Aunque justificable desde el punto de vista político, **esta modificación distorsiona (aún más) la elección entre vectores energéticos, alejándose de la deseable neutralidad impositiva**, puesto que otros consumos energéticos continúan gravados al 21%.

Resulta **sorprendente que la discusión sobre impuestos “explícitos” se haya centrado en el IVA y no en el impuesto especial de la electricidad**. A ese respecto, son realmente muy pocos los bienes y servicios que tienen impuestos especiales. Además de la electricidad, los impuestos especiales (Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales) recaen sobre algunas

---

<sup>21</sup> De hecho, una vez finalizado el pago de la deuda, los costes asociados a los cargos prácticamente solo quedarían constituidos por la retribución adicional a los sistemas no peninsulares y la parte del FNSSE que recaiga en los consumidores eléctricos, pues el resto de costes que se incluyen en los cargos (como la tasa de la CNMC) son de muy pequeña cuantía.

<sup>22</sup> La liquidación definitiva de estos costes se hace con un retraso de varios años respecto al ejercicio al que corresponden, lo que va a diferir el impacto actual por el aumento del precio de los hidrocarburos sobre el equilibrio del sistema de ingresos y costes regulados del sector eléctrico.

<sup>23</sup> Incluido, como se ha dicho, la modificación del impuesto a la generación, que el consumidor también paga aunque no figure explícitamente en su factura.

actividades de fabricación (cerveza, vino y bebidas fermentadas, alcohol y bebidas derivadas, productos intermedios, hidrocarburos, labores del tabaco), sobre la matriculación de determinados medios de transporte y sobre el consumo de carbón. El impuesto especial (5,11%) se introdujo en el año 1997 (Ley 66/1997, de 30 de diciembre, de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social), justificándose por la supresión del recargo sobre la facturación de energía eléctrica en concepto de ayudas a la minería del carbón. Es útil recordar que en 2021 ya no hay minería del carbón, por lo que **se trata de un impuesto que se mantiene aunque haya desaparecido por completo la razón que se esgrimió para su creación.**

Se puede argumentar también que responde a la normativa comunitaria (Directiva 2003/96/CE), que establece una imposición mínima para tratar de homogeneizar los niveles de imposición a la electricidad entre países miembros. En realidad, dada la magnitud de las diferencias fiscales y “parafiscales” en los precios finales de la electricidad, resulta sorprendente esperar que, más allá de la obvia función recaudatoria, el impuesto especial sobre la electricidad cumpla ninguna función de reducción de diferencias en los niveles de imposición entre países. Tan solo las diferencias entre estados en los modos de financiación de las renovables “históricas”, mediante vías fiscales o parafiscales, ya generan diferencias en los precios finales que, obviamente, no son compensadas mediante una pretendida actuación niveladora derivada de la imposición indirecta. Es más, en España ya hay imposición (como el impuesto de generación) que, aunque técnicamente no es una imposición especial, claramente recae sobre el consumidor de electricidad. En suma, se trata de un planteamiento de 2003 que no responde a la estructura de costes (regulados y no regulados) que se incorporan en el precio final de la electricidad. Por tanto, este impuesto “especial” no está justificado.

**Pero incluso si se quisiese cumplir la Directiva, el impuesto es desproporcionado.** Para usos no profesionales, la Directiva estableció una imposición mínima de 1 €/MWh, obligación de imposición que luego fue transpuesta en una Ley española de 2005. El hecho de que la obligación europea de imposición mínima se establezca en MWh, mientras que el impuesto en España se establece en un porcentaje sobre la factura (pre-IVA), incluyendo el término de energía y el de potencia, hace que la comparativa no sea directa. Pero volviendo a un consumidor típico con un consumo anual de 3,5 MWh (Cuadro 2), ese nivel mínimo debería dar lugar a un pago de 3,5 €/año. Por el contrario, como puede observarse, ese consumidor está pagando 10 veces más. **Por lo tanto, una reducción a la décima parte sería respetuosa con la normativa comunitaria y eliminaría un impuesto cuya razón de ser no se justifica en la actualidad (si es que lo hizo en algún momento).**

En el ámbito interno, la eliminación de este impuesto tendría al menos dos dificultades. La primera es el hecho de que esa recaudación (en el entorno de 1.400 millones de euros al año) se transfiera a las Comunidades Autónomas, lo que requeriría de algún mecanismo de compensación. La segunda es que, puesto que existe un impuesto especial sobre hidrocarburos, la supresión del eléctrico ahondaría en la asimetría en el tratamiento fiscal de los productos energéticos.

Esto remite a la discusión sobre la necesidad de que **se aborde una reforma global de la fiscalidad medioambiental que evite la aplicación de medidas coyunturales y las suspensiones temporales.** Esa reforma debe estar guiada por la aplicación del principio básico de “quien contamina paga” en un contexto de neutralidad fiscal. La **Comisión de expertos sobre escenarios de transición energética consideró que este es un instrumento económico clave en**

la lucha contra el cambio climático e hizo una propuesta concreta a este respecto<sup>24</sup>. El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima hace un mandato expreso al Ministerio de Hacienda para que lidere un análisis de esta cuestión y, como es sabido, hay en marcha un comité de expertos para la reforma fiscal. Esta reforma no debería dilatarse.

## 5. Las medidas relativas al precio en el mercado mayorista

Clarificado con anterioridad qué componentes están en la factura pero no tienen que ver con el precio al que se adquiere la energía en el mercado, en este apartado nos centramos en este último. De hecho, una parte de la discusión actual se centra en posibles medidas encaminadas a afectar al precio mayorista de la energía. Para ello, es útil partir de unas consideraciones iniciales básicas.

### Ideas básicas de partida

Aunque el sector eléctrico es un sector fuertemente regulado, no hay que olvidar que hace ya casi treinta años que en la Unión Europea se inició (como en otras zonas del mundo) un proceso de liberalización con el fin de configurar un mercado único de la energía. Parte de los argumentos que se esgrimen en relación con el mercado de energía olvidan esa premisa, ofreciéndose **soluciones que retrotraen a una época previa**, basada en la regulación del precio que recibían los generadores. Es importante entender que el mercado eléctrico está regulado (las reglas de funcionamiento las aprueba la CNMC y se publican en el BOE) pero, a diferencia de lo que ocurre con las empresas de transporte y distribución, **las empresas de generación y las comercializadoras, que son las que participan en el mercado** (por el lado de la oferta y la demanda, respectivamente) no obtienen una retribución regulada basada en algún tipo de coste o precio regulado. Al contrario, los ingresos percibidos por los generadores dependen de un precio que debe determinarse en un entorno de libre competencia en un mercado esencialmente europeo.<sup>25</sup>

A veces se señala a la retribución que reciben las renovables “históricas” como ejemplo de la posibilidad de “regular” el precio de la generación. A ese respecto, esas renovables acuden con su oferta al mercado y obtienen de modo paralelo una retribución adicional “extra-mercado” (Anexo 2), porque en ese caso se ha desarrollado una abundante legislación europea que lo permite<sup>26</sup>. Pero incluso en ese caso, la CNMC no conoce los costes de generación (de inversión, operación y mantenimiento) de cada una de las casi 65.000 instalaciones “históricas” de generación renovables a las que liquida esa retribución mensualmente sino que la retribución se calcula a partir de instalaciones “tipo”. Del mismo modo, ni la CNMC ni el Ministerio conocen

---

<sup>24</sup> Véase Sanz y Rodríguez (2019) para una descripción de esa propuesta.

<sup>25</sup> El equilibrio de precios y cantidades en el mercado eléctrico no se establece aisladamente para el mercado español, sino mediante un procedimiento de casación simultáneo en todos los países europeos que busca maximizar el uso de las interconexiones para minimizar el precio en cada uno de los mercados. Los precios máximos y mínimos que se establecen en las reglas del mercado (180,3 €/MWh y 0 €/MWh hasta recientemente; 3.000 €/MWh y -500 €/MWh desde hace pocos meses) son puramente instrumentales para la realización de ofertas de compra y venta.

<sup>26</sup> El apoyo a la generación renovable ha recibido mucha atención por la normativa europea para su encaje en las reglas de ayuda de estado.

los costes de una instalación de ciclo combinado, hidráulica o nuclear, ni de las comercializadoras que acuden al mercado.<sup>27</sup>

### **El mercado “común” para todas las tecnologías y su carácter marginalista**

Debe recordarse que la electricidad es un bien absolutamente homogéneo para el consumidor, por lo que desde el punto de vista técnico un kWh generado por una central nuclear es perfectamente sustitutivo (y de hecho indistinguible) de un kWh generado por una central de ciclo combinado o una instalación eólica. Por tanto, con independencia del origen de la energía, todos los kWh se compran y venden en el mercado **para adquirir la electricidad más barata y no adquirir la más cara**. En otros términos, establecemos una ordenación entre todos los productores (orden de mérito) basada exclusivamente en sus costes.

¿Quiere decir eso que nos da igual producir con cualquier tecnología? Desde el punto de vista del mercado sí. En este caso lo único relevante es maximizar el bienestar del consumidor haciendo que a esa hora se consuma la energía que se oferta al menor coste. Pero como, por supuesto, tenemos otros objetivos, particularmente medioambientales, **complementamos ese funcionamiento del mercado con otras medidas de “no-mercado” para satisfacer esos objetivos**.

Además de la discusión sobre si caben o no precios específicos por tecnologías, y estrechamente conectada con ella, se encuentra la discusión sobre su naturaleza marginalista. No es una discusión que esté presente entre los reguladores o las instituciones europeas (y recuérdese de nuevo que no es un mercado español, es un mercado europeo), pero claramente sí lo está en los medios de comunicación, en los que se utiliza frecuentemente como argumento para apuntar a un deficiente funcionamiento del mercado. La teoría económica y la experiencia comparada, sin embargo, apuntan más bien en la dirección contraria. El mercado marginalista, de precio único fijado por los costes marginales de la última unidad producida, asegura que ofertan y producen las instalaciones que tienen los menores costes marginales, que estas revelan sus costes en sus ofertas (a diferencia de lo que ocurriría en una configuración de *pay as bid*, por ejemplo), y tiende también a estimular la inversión para ampliar la capacidad de producción con las tecnologías más eficientes, que obtienen un margen superior sobre sus costes variables que permite financiar inversiones adicionales. Como veremos después, puede haber buenos motivos para introducir intervenciones posteriores al mercado para extraer rentas en algunas fuentes de generación, pero esto ha de hacerse con cuidado de no comprometer la eficiencia productiva que genera el mercado o de reducir los incentivos a la inversión en nueva capacidad eficiente.<sup>28</sup>

---

<sup>27</sup> Solo en circunstancias concretas la CNMC inicia un expediente en que recaba información sobre los costes de funcionamiento de una empresa. Por ejemplo, lo hace mediante requerimiento en el caso de un expediente sancionador que se haya incoado o bien, por ejemplo, en el marco de un expediente informativo para requerir alguna información que necesite para una tarifa regulada. Por ejemplo, para fijar los márgenes de comercialización en el PVPC se requirió información específica de costes a las empresas que estaban obligadas a ofrecer esa tarifa.

<sup>28</sup> Aunque puede resultar paradójico en el contexto actual de altos precios, un problema clásico, analizado por la literatura económica, es el del efecto de “canibalización” del precio del mercado por la entrada masiva de generación renovable, que podría generar con alta frecuencia precios próximos a cero que no bastarían para cubrir costes fijos. Véase, por ejemplo, López *et al* (2020).

### **La discusión sobre los *windfall profits***

La discusión sobre la posibilidad de tratar de forma diferente a distintas tecnologías en el mercado se complementa con la discusión sobre la posibilidad de extraer los beneficios sobrevenidos (*windfall profits*) que reciben ciertos productores eléctricos ante shocks exógenos que aumentan los costes de la tecnología marginal de producción, y por lo tanto el precio de mercado, pero no sus propios costes.

**No resulta sencillo establecer criterios claros para delimitar qué beneficios sobrevenidos o anormales deben ser objeto de algún tipo de intervención pública “especial”.** Tales beneficios se producen ocasionalmente en muchas actividades económicas, pero también surgen situaciones adversas que generan pérdidas sobrevenidas y no está claro que proceda actuar de forma distinta en cada caso, “extrayendo” al menos parcialmente las rentas extraordinarias, pero no compensando las pérdidas. En última instancia, se trata de una decisión redistributiva que siempre será controvertida.

Como es conocido, y posteriormente se analizará, se encuentra como Proyecto de Ley en el Parlamento la introducción de un mecanismo de extracción de rentas en el caso de las centrales nucleares y de ciertas instalaciones hidroeléctricas. Sin embargo, no se ha planteado la extensión de la extracción de rentas extraordinarias a las renovables que funcionan a mercado. Una consideración crucial detrás de estas diferencias tiene que ver con el posible papel de los *windfall profits* como estímulo a la deseable entrada de instalaciones eficientes de generación, y en particular de las energías renovables más limpias que contribuyen a alcanzar importantes objetivos medioambientales.<sup>29</sup> Estas consideraciones serían irrelevantes, sin embargo, en el caso de las centrales nucleares, donde no se prevén nuevas entradas y sí un cierre gradual a partir de la próxima década. En mi opinión, en este caso sí estaría justificado **un mecanismo de extracción parcial de rentas extraordinarias** (y también en el caso de la hidráulica, con las matizaciones que posteriormente se comentarán). Pero **es muy importante que ese mecanismo no quiebre la eficiencia en el funcionamiento del mercado, garantizado por la revelación de costes y la ordenación de ofertas en base a los mismos, y que, por supuesto, sea compatible con la legislación europea.** Lo óptimo sería establecerlo mediante algún sistema impositivo dirigido a mejorar la equidad. De hecho, tanto la actividad de generación nuclear como la hidroeléctrica tienen imposición específica. Por ejemplo, las hidroeléctricas pagan un canon por utilización de las aguas continentales para la producción de energía eléctrica, mediante el que se grava el valor económico de la energía producida con un gravamen que se aumentó en 2017 desde el 22% al 25,5%. **Aunque no es jurídicamente sencillo** y debe hacerse teniendo en cuenta las especificidades del canon, evitando errores que simplemente transmitan costes a futuro<sup>30</sup>, **podría plantearse su actualización.** Aunque los ingresos del canon son ingresos del Tesoro, parte de ellos se transmiten al sistema formando parte de los ingresos para el FNSSE y, por tanto, posibilitando una menor carga para los contribuyentes de ese Fondo.

### **La propuesta de devolución de parte de los ingresos de nucleares e hidroeléctricas**

Como se ha adelantado, se encuentra actualmente en tramitación parlamentaria un proyecto de Ley sobre la retribución del CO<sub>2</sub> no emitido, que está estrechamente vinculado con la

---

<sup>29</sup> El coste medio nivelado de largo plazo (LCOE) de una planta de generación renovable está por debajo del coste medio de cualquier otra fuente de generación. Obviamente, esto no es cierto para las plantas que se instalaron hace años, que arrastran altos costes de inversión inicial.

<sup>30</sup> Como el ocurrido con la anulación por el Tribunal Supremo de los cobros de 2013 y 2014.

discusión planteada en los párrafos anteriores. Claramente, la propuesta ha buscado un hueco que permita atacar parcialmente la cuestión de los ingresos extraordinarios de los generadores nucleares e hidroeléctricos. Los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> son adquiridos por los generadores térmicos que emiten (la nuclear es térmica pero no emite) e incorporados a sus ofertas, ya que cada MWh producido requiere adquirir un determinado número de derechos. Como se señaló en el segundo apartado, actualmente un ciclo medio estaría incorporando en su oferta en torno a 22 €/MWh por el coste variable ligado a la internalización del coste de emisión. El ciclo combinado fija directamente o incide indirectamente sobre el precio de mercado en una parte sustancial de las horas, pero las tecnologías no emisoras no necesitan adquirir esos derechos, por lo que no tienen esos costes variables. En particular, ello ocurre con las renovables, la nuclear y la hidroeléctrica.

El instrumento que el Gobierno ha diseñado es el de retirar parte de los ingresos obtenidos por las tecnologías no emisoras **que entraron en funcionamiento antes de la entrada en vigor del acuerdo europeo sobre la puesta en marcha del mercado de derechos de emisión (octubre de 2003)**. En el Anteproyecto figuraba la fecha de enero de 2005, que es cuando dio comienzo la primera fase (piloto) del régimen europeo de comercio de emisiones. Con buen criterio, en el Proyecto de Ley ya en tramitación parlamentaria la fecha límite se ha retrasado a octubre de 2003 porque ya desde ese momento había certeza de la existencia del mecanismo, por lo que es de suponer que las empresas lo incorporaron en sus decisiones de entrada a partir de esa fecha. El mecanismo de minoración de ingresos afectaría a la nuclear y la hidráulica (de mediano y gran tamaño), así como a una pequeña parte de la generación eólica que entró en funcionamiento antes de ese año<sup>31</sup>. La metodología para el cálculo de la minoración de los ingresos es un tanto compleja, pero básicamente consiste en calcular y retirar parte (un 90%) de los ingresos percibidos por esas centrales no emisoras debido a la subida de precios ligada a la subida del precio de los derechos de emisión<sup>32</sup>. Como se señaló anteriormente (y posteriormente se detallará más) el hecho de que el precio marginal lo marque una central hidráulica no implica que ese precio no esté determinado por una central de ciclo combinado “próxima” en la ordenación de mérito. En la norma se establece esa proximidad por el coste de emisión de las centrales térmicas en una banda del +/-10% de la oferta marginal.

Ya se señaló que la extracción de tales rentas es y será objeto de debate, ya que no deja de ser una decisión social y política. Pero es importante señalar que el mecanismo diseñado respeta la configuración de mercado al tratarse que es un sistema de reliquidación de ingresos posterior al mismo. **Ello no evita la preocupación sobre si la metodología diseñada pudiera afectar a las decisiones de oferta de empresas que operan con distintas tecnologías.** Es importante que la

---

<sup>31</sup> En el Anteproyecto de Ley se hacía mención repetida al argumento de falta de concursabilidad del mercado, es decir, a la existencia de altas barreras de entrada que impedían la entrada. Este argumento entraba en clara contradicción con la realidad en los casos de la eólica y la hidráulica de bombeo, para la que el propio Plan Nacional Integrado de Energía y Clima espera una importante entrada en esta década, por lo que el argumento de la no contestabilidad ha desaparecido del actual Proyecto de Ley. En cualquier caso, hay una exención para las instalaciones de pequeño tamaño (< 10 MW), por lo que es esperable que entren pocas (si alguna) instalación eólica.

<sup>32</sup> Una modificación relevante con respecto al Anteproyecto se refiere a la utilización de un precio medio desde 2017 (20,67 €/tCO<sub>2</sub>) para calcular el dividendo percibido por las centrales, de modo que el precio de CO<sub>2</sub> relevante resulta de la diferencia ente el precio de CO<sub>2</sub> medio mensual en el mercado de emisiones y ese nivel mínimo de precios de 20,67 €/tCO<sub>2</sub>. Tal vez esta modificación responda a la propuesta de la CNMC de establecer un umbral de precio mínimo relacionado con el coste del CO<sub>2</sub>.

CNMC esté especialmente activa en la supervisión del mercado desde el primer momento de implementación de la norma por si detectara comportamientos no competitivos.

Dado que este mecanismo no debería afectar al precio del mercado, ¿cuál es su efecto sobre la factura de los consumidores? Para responder a esta pregunta hay que tener en cuenta que el Proyecto de Ley indica que un 90% se destinará a financiar los pagos por capacidad, que retribuyen la disponibilidad de algunas centrales térmicas<sup>33</sup>. El excedente se destinaría a financiar los cargos del consumidor eléctrico, tras la minoración de los costes que resulta de la aplicación del FNSSE.<sup>34</sup> Los pagos por capacidad en 2020 ascendieron a 117 millones de euros, según la liquidación provisional 14/2020 de la CNMC, una cuantía fácilmente superable por los ingresos derivados del nuevo mecanismo de minoración de ingresos, por lo que es muy previsible la existencia de ese excedente.

Resulta, en cualquier caso, muy extraña la asignación a que se realiza de los ingresos percibidos por este mecanismo a la financiación de los mecanismos de capacidad. Hasta ahora han existido unos pagos específicos (calculados sin una metodología sistemática) para cubrir esos costes que, de hecho, generan superávit en el sistema de pagos, esto es, el sistema ingresa más de lo que paga por ellos. Parece que la intención es eliminar esos pagos específicos y que se cubran por este mecanismo, bajo la premisa de que el mecanismo de minoración de ingresos va a proporcionar ingresos más que suficientes para hacerlo. **Esta asignación requeriría de una justificación clara ya que no existe correspondencia entre la causa del ingreso** (una minoración de ingresos a los generadores hidráulicos y nucleares derivado de la traslación a precios de los derechos de emisión de CO2) **y la causa del pago**. No se entiende, además, cuando el nuevo mecanismo de capacidad previsto para el aseguramiento de potencia firme en momentos de alta demanda ya establece, en su Propuesta de Orden Ministerial, que los ingresos necesarios provendrían de un término de energía en la factura.

Por último, señalar que en el Proyecto de Ley se redefine la base imponible para el impuesto de generación del 7%, de modo que esta pasa a ser la base minorada. Sin embargo, no se menciona el canon hidráulico, que es del 25,5% de los ingresos por la energía producida. Si así se mantiene finalmente, ello implicaría, de facto, una subida del canon hidráulico, ya que este se seguiría aplicando sin tener en cuenta las cuantías resultantes de la minoración.

### **La discusión sobre la generación hidráulica**

La generación hidráulica es objeto de frecuente polémica por su forma de participación en el mercado, lo que **en parte es debido a algunas confusiones**. En concreto, se ha considerado una anomalía el hecho de que en muchas horas del mes de agosto de 2021 la generación hidroeléctrica haya marcado el precio marginal, esto es, el precio de cierre o de equilibrio del mercado, algo que realmente no solo ocurre en contextos actuales de precios altos sino que también **ha ocurrido con similar frecuencia en contextos de precios normales**. Para explicar esto hay que partir de que, desde el punto de vista de su aprovechamiento para el sistema eléctrico, el agua ha de verse maximizando su valor, que viene determinado por su coste de

---

<sup>33</sup> El otro 10% de la recaudación derivada de este sistema se utilizará para cofinanciar el coste de suministro de consumidores en riesgo de exclusión social.

<sup>34</sup> Este es también un cambio relevante respecto al Anteproyecto.

oportunidad. Es decir, el agua es un recurso limitado y debe hacerse un uso del mismo que maximice ese valor para el conjunto de los consumidores<sup>35</sup>.

En el caso de las centrales (muchos cientos) que usan el agua no embalsada o fluente, es obvio que no hay una alternativa de poder generar en otro momento y, por tanto, acuden al mercado como precio aceptantes, con precios cero o próximos a cero que les permitan vender la energía producida. En el caso de las centrales con embalse, sin embargo, es posible elegir el momento en el que se produce la energía y lo óptimo es hacerlo con vistas a maximizar su valor. Ello es independiente de que la empresa sea privada o pública, porque esa decisión es la más favorable para la empresa pero también para los consumidores. Si el precio en una hora es alto (pongamos las 14 pm, con un precio de 80 €/MWh), y se prevé que en el futuro sea más bajo, la empresa privada tratará de turbinar más en esa hora, lo que obviamente incrementa la oferta y reduce el precio. ¿Qué haría la empresa pública? ¿No turbinar en esa hora y hacerlo, por ejemplo, a las 2 am con un precio de mercado de 40 €/MWh, renunciando así a buena parte de sus ingresos potenciales sin que ello redunde en un beneficio claro para los consumidores? Sin ir más lejos, en las concesiones que transitoriamente están siendo gestionadas por algunas confederaciones hidrográficas, ¿se genera electricidad en los momentos en que el precio es mínimo o se maximiza el valor económico del agua embalsada generando cuando el precio es más alto?

Se argumenta en ocasiones que la gestión de la generación hidráulica mediante una empresa pública sería más favorable al interés general, presumiblemente porque se traduciría en menores precios, pero sin aclarar como se generaría este efecto. La cuestión no es si es posible que una empresa pública se encargue de la generación hidroeléctrica o de otro tipo. **Es perfectamente posible que, una vez vayan caducando las concesiones, estas pasen a ser gestionadas por esa empresa pública. La cuestión es si ello repercute en alguna pauta de comportamiento distinto a si la empresa fuera privada** y si tal pauta podría tener un efecto sistemático y significativo sobre los precios de equilibrio.

Es evidente que las concesiones para el aprovechamiento hidroeléctrico se dieron en un contexto económico y social totalmente distinto al actual. **Lo que es absolutamente necesario es que la nueva puesta en mercado de esas concesiones se adapte a las circunstancias actuales, extrayendo las rentas de escasez del recurso.** Un ejemplo puede ser útil. Hasta la llegada de la telefonía móvil nadie se había preocupado por el valor económico del espectro radioeléctrico. De hecho, las televisiones no pagaban o pagaban una cantidad nimia por el uso de las bandas que requerían para la difusión de sus servicios audiovisuales. La llegada de la telefonía móvil cambió radicalmente la percepción del valor económico de ese recurso, para lo que se han establecido desde hace años sistemas de subasta del espectro. La idea es que el Estado sea capaz de captar parte del valor de ese espectro, que es un bien de dominio público cuya titularidad y administración le pertenecen al Estado. Del mismo modo, las aguas continentales superficiales son un recurso subordinado al interés general, que forma parte del dominio público estatal como dominio público hidráulico. **En las futuras concesiones para producción de energía eléctrica debería, además, reducirse drásticamente los plazos de concesión, con periodos no superiores a 15 o 20 años, evitando así quedar encerrados en una relación de muy largo plazo en un contexto de transición energética sujeta a elevadas**

---

<sup>35</sup> No confundir con la discusión sobre si hay excesos de turbinación o vaciamiento de embalses, algo que debe ser regulado por la normativa medioambiental. Obviamente, el uso de agua para aprovechamiento hidroeléctrico es secundario y debe ser compatible con otros usos y con todas las restricciones medioambientales que sean necesarias.

**incertidumbres.** Además, por supuesto, debe hacerse una extracción más adecuada del valor de ese recurso escaso. Ello puede combinar **sistemas de subastas concesionales junto con tasas específicas por el uso de ese recurso. Aportar desde ya transparencia** sobre las características de las concesiones para uso hidroeléctrico actual es una condición necesaria para comenzar esa discusión, ya que el intrincado sistema de gobernanza del agua en España hace que esa información no esté disponible públicamente.

Por último, este apartado había comenzado haciendo referencia a la extrañeza ante el hecho de que la hidroeléctrica marque el precio marginal con cierta frecuencia. Ya se ha señalado que la hidráulica gestionable trata de extraer todo el valor posible del agua como recurso escaso. Al hacerlo tiene en cuenta cuál es el precio de mercado de la tecnología a la que puede desplazar en la casación. Por ejemplo, con elevada frecuencia esa energía es la producida por una central térmica de gas (ciclo combinado). En este caso tenemos que tener en cuenta las características de funcionamiento de un ciclo, y en particular la existencia de indivisibilidades, y cómo ello repercute en la oferta que presente al mercado.<sup>36</sup> En definitiva, **aunque formalmente es la central hidroeléctrica la que con frecuencia cierra el mercado (y así aparece en la estadística como tecnología marginal), la causa subyacente a que el precio de mercado sea elevado es el alto coste pagado por la central de ciclo para su funcionamiento** que, como se señaló al comienzo de este trabajo, depende del precio del gas y de los derechos de emisión.

### Otras medidas

El Gobierno ha barajado la posibilidad de introducir medidas adicionales como la de subastas de energía complementarias al mercado. Esta cuestión no se ha tratado en este trabajo porque no se conoce de momento ningún detalle sobre las mismas. La única referencia sobre esta cuestión serían las denominadas *subastas primarias de energía* que se realizaron en 2007 y 2008, si bien en un contexto tecnológico y competitivo distinto al actual. También se han anunciado otras medidas, tales como nuevas subastas de renovables o medidas de apoyo al autoconsumo, si bien no son medidas nuevas y ya estaban recogidas en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima o en otra normativa como la Ley de Cambio Climático, por ejemplo. Sobre estas cuestiones, puede verse Rodríguez (2020).

---

<sup>36</sup> A ese respecto, los ciclos (como las centrales de carbón) realizan ofertas complejas al mercado, habitualmente caracterizadas por una condición de ingresos mínimos, que recoge las reglas de funcionamiento del mercado. Esto responde al hecho de que esa central tiene unos costes de funcionamiento que no son perfectamente divisibles, sino que dependen de unos niveles mínimos de generación, así como de otras condiciones de funcionamiento (por ejemplo, rampas de subida y de bajada). Es frecuente que haya “hueco” en el mercado de generación que justifique la entrada de varios ciclos (el llamado hueco térmico), pero que para conseguir el equilibrio entre oferta y demanda reste aún una pequeña cantidad. Esa cantidad es fácilmente producible por una empresa hidroeléctrica, cuya producción es divisible sin repercusión en costes. De ese modo, el generador hidroeléctrico oferta esa cantidad (divisible) a un precio muy cercano al del ciclo y entra en la casación cerrando el mercado. La alternativa sería que entrase otro ciclo, o que el anterior produjese un poco más (asumiendo que no estaba en el máximo de su capacidad), pero en ese caso el incremento por esa cantidad adicional va a ser con mucha seguridad mayor que la alternativa de ser cubierta con esa central hidroeléctrica, ya que el precio se ofrece creciente por escalones.

## 6. Las medidas relativas al precio minorista regulado

El análisis realizado hasta ahora se ha centrado en los costes del sistema y su repercusión en los peajes y cargos, los impuestos, las características del mercado mayorista y la configuración del precio en ese mercado. En cada caso se han ido refiriendo las medidas normativas en curso más importantes que pueden afectar, con incidencia muy variable, a los precios finales de la energía pagados por los consumidores y a los cargos adicionales que se incluyen en la factura. En este apartado se abordan otras medidas en discusión y que afectan a la configuración de ese precio minorista. Concretamente, a la configuración del Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC).

El PVPC se estableció en 2014 cuando se anuló, unos meses antes, la subasta CESUR que establecía trimestralmente el precio de la tarifa regulada (TUR). El PVPC saca partido de la disponibilidad, creciente desde ese año (hasta ser casi total desde 2017), de contadores electrónicos que permiten la medición horaria de la energía consumida por los hogares.

Desde el primer momento, las críticas al PVPC han sido dos. La primera es una crítica a la existencia con carácter general de una tarifa regulada. De hecho, el espíritu de la normativa comunitaria es que no existan tarifas reguladas excepto para los consumidores vulnerables. La letra no es tan estricta y, ciertamente, es flexible en la medida en que permite aplicar transitoriamente un régimen de intervención pública en los precios minoristas para pequeños consumidores<sup>37</sup>.

Sin embargo, el PVPC no es una tarifa regulada al uso, porque lo que hace es configurar una estructura tarifaria a partir de los precios horarios del mercado mayorista. Justamente el hecho que tener una estructura basada en los precios horarios del mercado diario es origen de la segunda crítica al PVPC: su elevada volatilidad, especialmente frente a lo que se espera de una tarifa regulada. Desde el primer momento las empresas comercializadoras plantearon las tarifas de mercado libre (no PVPC) como una alternativa cuya principal ventaja es que proporcionan estabilidad en el precio. Esta es una discusión interesante, pero no deja de ser llamativo que, justamente al hablar de las características de la intervención pública en precios minoristas, la Directiva 2019/44 señale que “e) velarán por que todos los beneficiarios de la intervención pública puedan escoger ofertas competitivas del mercado y se les informe directamente con una periodicidad al menos trimestral de la disponibilidad de ofertas **y ahorros en el mercado competitivo, en particular en lo que respecta a los contratos con precios dinámicos de electricidad**, y velarán por que se les asista en el cambio hacia ofertas del mercado libre;”. Curiosamente: i) los precios resultantes del PVPC son mucho más dinámicos que cualquier de los existentes en el mercado libre y ii) la evidencia sobre un menor nivel de precios del PVPC en relación con los precios del mercado libre es abundante

Lo que interesa señalar aquí es que el Ministerio ha adelantado que está estudiando algún mecanismo de modificación del PVPC para conferirle estabilidad, presumiblemente mediante una indexación parcial a un precio de futuro. No se conoce aún la fórmula pero, dado que el objetivo a satisfacer es la reducción de la volatilidad, es obvio que ello se puede hacer de múltiples modos. Por ejemplo, indexando parcialmente a mercados de futuro (por ejemplo, con cotizaciones medias para el trimestre siguiente). **Cuestión distinta es que ello se traduzca en**

---

<sup>37</sup> De hecho, la Directiva 2019/944 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad establece que a finales de 2025 la Comisión presentará ya un informe sobre esta cuestión que podrá incluir una fecha límite para los precios regulados.

**menores precios medios para el consumidor con esa nueva tarifa regulada.** Los mercados de futuro son predictores imperfectos y, obviamente, señalizan precios que pueden estar por encima o por debajo de los precios de contado. Por ejemplo, el precio de futuro para el cuarto trimestre de 2021, que estaba en el entorno de 55 €/MWh hasta el mes de marzo, y a menos de 80 €/MWh en el mes de junio, se sitúa ya desde finales de agosto por encima de 120 €/MWh. Una indexación que hubiese recogido los precios medios del futuro para el cuarto trimestre que se marcaron entre marzo y agosto hubiesen sido favorable para los consumidores. Pero un movimiento descendente de los precios en el mercado mayorista resultaría en que el consumidor no se beneficiaría de las bajadas del spot y estaría enganchado con un precio de futuro con bajada lenta.

En cualquier caso, la elevada presión que ejerce un precio mayorista al que está referenciado de forma directa buena parte de los contratos de los consumidores, y entre ellos todos los de los consumidores vulnerables, hace que existan **altos incentivos políticos para reducir la “ansiedad por el mercado” a la que se han visto sometidos los consumidores eléctricos en los últimos meses (espoleada, frecuentemente, por un deficiente análisis en los medios de comunicación).** Un sistema de indexación parcial con precios a futuro probablemente sea una solución práctica para aplanar el precio aplicado a los consumidores con PVPC aunque, como se ha señalado, no tenga por qué generar *expost* una menor factura media para el consumidor **y podría ir en contra de la transmisión de señales de precios y de los incentivos para la gestión de la demanda que tratan de poner en valor la nueva regulación europea del sector eléctrico.**

## 7. Conclusiones

Nos encontramos en la actualidad ante la paradoja de que resulta necesario avanzar en la electrificación de la economía en un contexto de encarecimiento del precio de esta energía. Aunque otros vectores energéticos (petróleo y gas) se encarecen también, la especial sensibilidad social que rodea a todo lo relacionado con el precio de la electricidad hace que muchos consumidores puedan retrasar decisiones de cambio de fuente energética (coche eléctrico o bomba de calor, por ejemplo). Aunque las perspectivas de largo plazo en los precios de la electricidad son de una clara reducción, ese largo plazo confronta con un corto/medio plazo que apunta en el sentido contrario. ¿Qué margen de maniobra pueden tener los reguladores para moderar ese incremento de precios?

El análisis aquí realizado indica que puede haber cierto margen para la reducción de peajes asociados a los costes de las redes, pero tal margen sólo será mínimamente relevante a partir de 2024. Sí habrá una posibilidad mucho más temprana de reducir los cargos cuando entre en vigor el nuevo Fondo de Sostenibilidad del Sistema Eléctrico. En un plazo más dilatado (a partir de 2027) se unirá la reducción de costes por la desaparición de la deuda del sistema eléctrico, siempre que el sistema se mantenga hasta entonces en equilibrio financiero. Como se ha argumentado, el otro coste asociado a los cargos, referidos a los sobrecostes de los sistemas de generación extra-peninsulares, debería de traspasarse ya (el 50% que resta) a los Presupuestos Generales del Estado, aliviando así también los costes asociados a los cargos. Además, debería plantearse la posibilidad de acelerar los ajustes de la retribución regulada de las renovables en función de la evolución real de los precios de mercado, que en circunstancias como las actuales tiende a generar un exceso de retribución provisional muy importante que convendría corregir con prontitud.

Por lo que se refiere a los impuestos, el contexto de crecimiento de los ingresos por las subastas de derechos de emisión de CO<sub>2</sub>, que es de carácter estructural, debería ayudar a tomar la decisión de eliminar definitivamente el impuesto de generación, que surgió en un contexto muy distinto. En relación con el impuesto especial de la electricidad, debería de plantearse al menos su reducción hasta una décima parte del actual, siendo esa reducción conforme a los mínimos establecidos por la normativa europea. En relación con el IVA, sin embargo, la reducción provisional al 10% genera una distorsión fiscal con respecto a otros productos energéticos que no debería convertirse en permanente, lo que apunta a la necesidad de abordar cuanto antes una reforma fiscal medioambiental que garantice la neutralidad fiscal para avanzar en los objetivos de descarbonización de la economía.

Por último, en el trabajo se han analizado distintas cuestiones relacionadas con la polémica sobre el mercado de la electricidad y su funcionamiento. Es importante que las medidas que se adopten, como es el caso del nuevo mecanismo de minoración de la retribución extraordinaria obtenida por tecnologías no emisoras de CO<sub>2</sub> ante la subida del precio de los derechos, se diseñen de modo que no distorsionen el funcionamiento eficiente del mercado. También en relación con ese mecanismo, debería revisarse la asignación prevista de los ingresos obtenidos a la financiación de los pagos por capacidad, dada la falta de correspondencia entre estos y el origen del ingreso. Por último, con vistas a los próximos años, debería irse definiendo ya un sistema concesional actualizado que permita una extracción adecuada de las rentas asociadas al uso del agua para la generación hidroeléctrica.

## Referencias

López, J., Steininger, K. y Zilberman, D. (2020): The cannibalization effect of wind and solar in the California wholesale electricity market. *Energy Economics* 85, 104552.

Rodríguez (2018): Quince cuestiones sobre la regulación de la energía eléctrica en España. *Estudios sobre la Economía Española - 2018/28, Fedea*.

Rodríguez (2020): Una valoración del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima. *Estudios sobre la Economía Española - 2020/09, Fedea*.

Sánchez, I. (2019): La asignación gratuita de derechos de emisión y las subastas de derechos de emisión en España. *Estudios sobre la Economía Española – 2019/20, Fedea*.

Sanz, J. y Rodríguez, D. (2019): El PNIEC y su principal reto pendiente: la reforma fiscal medioambiental. *Presupuesto y Gasto Público* 97, p. 102-119.

## **Anexo 1: Una explicación sencilla de la metodología de peajes de la CNMC.**

La metodología que aprobó la CNMC para los peajes consta de varias fases, que de modo muy sintético pueden resumirse como sigue.

Primero se asigna la cuantía por nivel de tensión tarifario, evitando subsidios cruzados entre grupos. Por ejemplo, a la baja tensión (tensiones no superiores a 1kV) se le asigna un 38,32% del coste (es decir, la retribución) de las redes de distribución, pero un 0% de las redes de transporte, pues los consumidores en baja tensión no se conectan a estas últimas.

En segundo lugar, se reparte la cuantía asignada a cada nivel de tensión entre los términos de potencia y energía. Esa parte es probablemente la que más controversia ha generado, pues mientras que la CNMC se inclina por dar un gran peso a la parte de potencia, hay una corriente de opinión que se inclina por imputar una gran parte al término de energía. En suma, la discusión es si el peaje se convierte en un término fijo (que solo depende de la potencia contratada) o se convierte en un término variable (que depende del consumo realizado). De hecho, esa fue una alegación del Ministerio, pero recuérdese que la parte de peajes (ligados a las retribuciones a las redes) es competencia exclusiva de la CNMC. El Ministerio sí introdujo su visión más favorable a la “variabilización” en la parte de la metodología para la definición de cargos, que es la que le corresponde.

**Con buen criterio, la CNMC opina que la naturaleza del coste que se trata de recuperar (el coste de la red) es fundamentalmente fijo y, por tanto, imputa la mayor parte del coste al término de potencia. La clave para la CNMC es que el coste de la red no depende del cuánto (se consume) sino del cuándo, es decir, del perfil de consumo.** Obviamente, la potencia a la que hay que diseñar la red es mayor (y por tanto el coste es mayor) si hay una fuerte concentración del consumo en unas horas a si ese consumo se distribuye de modo más plano entre las horas. Y no se olvide que las inversiones en redes no las pagan las empresas eléctricas: las pagan los consumidores. Una inversión innecesaria no es un problema para las eléctricas, pues se le va a reconocer y pagar, es un problema para los consumidores.

Hay que pensar que el proceso de electrificación llevará, presumiblemente, a aumentos del consumo eléctrico de los consumidores domésticos. Puede haber aún ganancias marginales de eficiencia (uso más intenso de leds o mejoras en la calificación energética de los electrodomésticos), pero hay dos elementos que previsiblemente van a generar aumentos del consumo que van a ser mayores que esos ahorros: el coche eléctrico y la bomba de calor. Ese aumento en la demanda puede hacerse con costes muy distintos en forma de distintos niveles de inversión en redes. Lo óptimo es minimizar ese coste, lo que solo se puede hacer dando señales de precios a los consumidores. Ello no obsta para que la CNMC introduzca señales de eficiencia en el consumo, que se instrumentan a través de la discriminación horaria tanto en el término de energía como de potencia. De hecho, esa señal ya existía anteriormente (aunque no había una metodología detrás) mediante las tarifas de discriminación horaria que, en el caso de los pequeños consumidores en mercado regulado (PVPC) se utilizaban en más del 40% de los casos.

Un mayor peso en el término de energía también dificulta la sustitución de hidrocarburos gaseosos (en calefacción) y líquidos (en automóviles de combustión) por sus equivalentes eléctricos con emisiones indirectas de GEI muy inferiores (bomba de calor y vehículo eléctrico).

Esto ocurre con más intensidad en un contexto de precios altos de la electricidad en el mercado mayorista como el actual.

Pese a todo, la CNMC terminó imputando a los pequeños consumidores (< 15 kW de potencia contratada) un 75% al término de potencia y un 25% al término de energía. No se dice en la Circular por la que se desarrolló la metodología, pero cabe suponer que el objetivo era no distanciarse de la situación ya existente en ese momento.

En tercer lugar, se asigna para cada periodo horario la retribución de cada nivel de tensión y término de facturación (término de potencia y término de energía). A este respecto, también hubo discusión sobre el procedimiento utilizado (basado en las 2.000 horas con mayor demanda) pero, aunque es un procedimiento mejorable, la discusión en este aspecto fue mucho menos intensa que en el asunto previo de la discusión entre el término de potencia y de energía.

En cuarto lugar, la retribución de cada nivel de tensión (a recuperar por término de facturación y periodo) se asigna, en parte, al mismo nivel de tensión y, en otra parte, a niveles de tensión inferiores. Por ejemplo, parte de los costes de la red de transporte se transmiten aguas abajo, a consumidores conectados en la red de distribución. La lógica de hacerlo así es que un usuario que está conectado, por ejemplo, en baja tensión (por ejemplo, los hogares) no sólo usa la red de baja tensión que llega a su hogar, sino también las redes que están aguas arriba (redes de alta y media tensión). Los coeficientes de asignación se basan también en los balances de potencia y de energía por periodo horario.

Por último, la CNMC “aplanó” las diferencias para los consumidores pequeños, agregando los seis periodos horarios en el término de potencia a solo dos, y los seis periodos en el término de energía a solo tres, lo que permitía simplificar la factura de los hogares frente a la que es práctica habitual en las empresas.

## **Anexo 2: Una breve explicación del procedimiento de retribución a las renovables y sus costes.**

Hay un amplio consenso en señalar que en el periodo 2008-2013 la generación renovable experimentó un crecimiento que cabría calificar como descontrolado desde el punto de vista de su repercusión sobre los costes del sistema, especialmente en la parte correspondiente a la generación solar. Con el ánimo de incentivar la entrada de renovables en un contexto en que sus costes medios eran muy superiores al de otras tecnologías de generación, el RD 661/2007 introdujo una tarifa regulada que multiplicaba por más de 10 veces el precio de mercado. Aunque en 2008 se estableció un sistema de concurrencia por convocatorias con cupos de potencia, la realidad es que el crecimiento fue mucho mayor del previsto. En 2012 (RDL 1/2012) se eliminaron los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción renovable de energía eléctrica, lo que causó la paralización absoluta de la entrada de nueva generación renovable. Posteriormente, mediante el RD 413/2014 y su normativa de desarrollo, se eliminó la tarifa regulada original, sustituyéndola por una retribución que asegura una rentabilidad razonable que permite a esas instalaciones competir con el resto de tecnologías.

El sistema actual, regulado por el RD 413/2014, retribuye fundamentalmente los costes de inversión y está diseñado de modo que lo que se recibe como pago regulado financiado mediante cargos no es independiente de lo que se recibe del mercado, sino que actúa como complemento, de tal forma que la remuneración total implica una rentabilidad de la inversión considerada razonable. La retribución regulada (el llamado *régimen retributivo específico*) se establece a priori, con carácter provisional, para lo que se parte de una previsión del precio de mercado. De ese modo, las instalaciones son retribuidas mediante liquidaciones mensuales de carácter provisional que se ajustan a posteriori mediante reliquidaciones que tienen en cuenta la evolución real de los precios. A estos efectos, se trabaja con periodos regulatorios de seis años y semiperiodos de tres. En concreto, el periodo actual abarca el sexenio 2020-2025, con dos semiperiodos (2020-2022 y 2023-2025). La reliquidación se realiza al término de cada subperíodo y puede suponer ingresos adicionales para las renovables (si el precio real de mercado fue inferior al esperado) o devoluciones de estas al sistema de liquidaciones (si el precio de mercado fue superior al esperado)<sup>38</sup>. Como se señala en el texto, es muy previsible que la estimación de precios utilizada en este periodo se quede muy corta y que, por tanto, las renovables tengan que devolver a partir de 2023 cantidades importantes pagadas de más por el sistema.

En el caso de las instalaciones que entraron a partir de 2013, la normativa establece que el acceso al régimen retributivo especial para la generación renovable (que incluye también a la cogeneración y la generación a partir de residuos) será a través de un proceso de concurrencia competitiva, que en la práctica se ha articulado a través de distintos mecanismos de subasta. En 2016 y 2017 se realizaron tres subastas cuyos adjudicatarios comenzaron a producir en 2019-2020. Estas subastas se basaron en una reducción sobre el valor estándar de la inversión inicial que, mediante una fórmula, termina proporcionando un nivel de precio. Si el precio de mercado fuese inferior a ese nivel, que sirve como suelo, la empresa obtendría una retribución específica, que sería mayor cuanto menor fuera el precio de mercado. Sin embargo, no se establece un nivel máximo de precios de mercado por encima del cual la retribución específica pasaría a ser

---

<sup>38</sup> En el cálculo de la reliquidación se usan bandas de precios, de modo que si la diferencia entre el precio de mercado y el previsto es muy pequeña (a favor o en contra del generador renovable) no hay reliquidación. Sin embargo, diferencias grandes implican una reliquidación total de la misma. También se contempla una banda intermedia, con una reliquidación del 50% de la diferencia entre el precio de mercado y el precio previsto.

negativa ya que el objetivo de la subasta es facilitar el aseguramiento de la inversión. Puesto que el mercado se ha mantenido holgadamente por encima de los precios mínimos desde la entrada en operación de estas instalaciones, hasta el momento no han recibido retribución complementaria y no parece probable que puedan recibirla a corto y medio plazo pues para ello los precios de mercado deberían bajar hasta el entorno de los 30 euros por MWh.

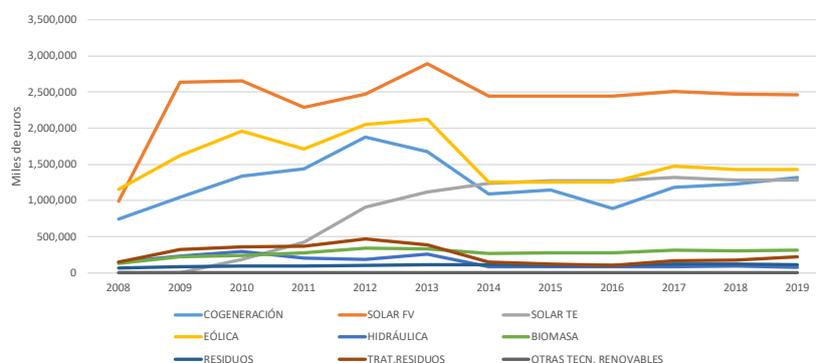
Por su parte, la subasta realizada en enero de 2021, y las previstas en el futuro según el calendario adelantado por el Gobierno, especifican un sistema distinto. En este caso, la subasta determina directamente un precio fijo para cada empresa adjudicataria al que esta vende una cantidad de energía mínima a los comercializadores durante un periodo de tiempo determinado. Si ese precio es menor que el precio del mercado, el excedente (la diferencia entre el precio de mercado y el precio percibido por esas instalaciones renovables) se reparte entre todos los que han adquirido energía en el mercado, confiando en que la presión competitiva llevará a las comercializadoras a trasladar los ahorros a los clientes finales. A la inversa, si hay un déficit (si el precio de mercado es inferior al precio percibido por las instalaciones renovables), este también se repartiría entre todos los adquirentes en el mercado, que a su vez lo trasladarían a sus consumidores en forma de mayores precios. En definitiva, el régimen económico de estas nuevas instalaciones, que aún no están en funcionamiento, cambia sustancialmente con respecto al de las instalaciones anteriores por cuanto el ajuste ligado a la diferencia de precios con el mercado se realiza de forma inmediata y por una vía distinta, que afecta directamente a los precios efectivos para los comercializadores en lugar de a los cargos del sistema.

En definitiva, coexisten varios regímenes retributivos que reflejan fundamentalmente la fecha de entrada en operación de las distintas instalaciones renovables. En primer lugar, están las instalaciones “históricas” anteriores a 2013 que mantienen sus elevados complementos tarifarios hasta el final de su vida útil regulatoria, que oscila entre los 20 y 30 años. En segundo lugar, tenemos el grueso de las instalaciones posteriores a 2014, que han entrado siendo adjudicatarias de los procesos de subastas celebrados en 2016/2017 pues todavía falta tiempo para que entren las de la subasta de 2021. Estas instalaciones van a mercado y solo recibirán retribución regulada si el precio de mercado se reduce sustancialmente en el futuro. La de 2021 (y posteriores) obtendrán un precio fijo, que es el resultante de la subasta. Finalmente, hay también instalaciones de generación renovable que entran y “van a mercado” directamente, bien porque no han querido participar en un sistema de subasta o porque no han resultado adjudicadas, o bien porque venden su producción directamente a grandes consumidores mediante contratos bilaterales. El peso de la generación renovable que no obtiene retribución regulada alguna ha aumentado mucho en los últimos años y se prevé que continúe haciéndolo en el futuro. Con datos de 2020, la generación que continúa percibiendo retribución regulada se ha reducido al 50,4% en el caso de la generación fotovoltaica y al 64,3% en el de la eólica. En el caso de la termosolar, en la que no se ha producido ninguna entrada (ni se prevé), la totalidad de la generación sigue obteniendo retribución regulada procedente del sistema.

La retribución anual regulada del conjunto de renovables (a las que hay que añadir las actividades de cogeneración y utilización de residuos para la generación eléctrica, que pueden acceder al mismo régimen, RECORE) alcanzó un máximo en 2013 con 8,9 miles de millones de euros. A partir de entonces se ha mantenido en el entorno de los 6,4 a 7,2 miles de millones de euros anuales. En el Gráfico A1 se muestra el desglose por tecnologías en el periodo 2008-2019 (el ejercicio 2020 no está aún cerrado). Debe tenerse en cuenta que, como se ha señalado, a partir de 2013 no toda la energía vendida está primada, debido a que desde entonces parte de las instalaciones han comenzado a salir del sistema de retribución por cumplimiento de su vida

útil regulatoria, pero siguen produciendo y vendiendo energía, y a que a partir de 2018 comienzan a entrar con fuerza instalaciones renovables que no reciben retribución regulada.

**Gráfico A1. Evolución de la retribución total a energías renovables, cogeneración y residuos**



- Fuente: Información mensual de estadísticas sobre las ventas de régimen especial (CNMC) y elaboración propia.

La retribución por la planta “histórica” de energías renovables se mantendrá durante bastante tiempo, ya que las vidas útiles regulatorias de las instalaciones son largas. En concreto, según la regulación establecida en la Orden IET/1045/2014, la vida útil regulatoria para las instalaciones de cogeneración<sup>39</sup> es de 25 años, la de energía fotovoltaica de 30 años, la termosolar de 25 años y la eólica de 20 años. Eso implica que **gran parte de la generación renovable instalada antes de 2013 recibirá remuneración regulada hasta bien entrada la próxima década**. La cuantía exacta de esa retribución depende de diversos parámetros, incluido el coste medio ponderado del capital (fijado por el regulador) y el precio medio de mercado.

<sup>39</sup> No hay que olvidar que, aunque habitualmente hablamos de “las renovables”, el sistema retribuye, con parámetros distintos, a plantas de renovables (solares y eólicas), de cogeneración y de tratamiento de residuos. Las plantas de cogeneración no son renovables. De hecho, la mayor parte de ellas generan electricidad a partir del uso de gas e incluso, una pequeña parte, de hidrocarburos líquidos.