

EL SECTOR ELÉCTRICO ESPAÑOL  
ANTE EL ALZA DEL PRECIO  
DEL GAS Y LAS MEDIDAS PÚBLICAS  
EN RESPUESTA A DICHA ALZA

2023

BANCO DE **ESPAÑA**  
Eurosistema

Documentos Ocasionales  
N.º 2316

Fernando García Martínez y Matías Pacce

**EL SECTOR ELÉCTRICO ESPAÑOL ANTE EL ALZA DEL PRECIO DEL GAS Y LAS MEDIDAS PÚBLICAS EN RESPUESTA A DICHA ALZA**

# **EL SECTOR ELÉCTRICO ESPAÑOL ANTE EL ALZA DEL PRECIO DEL GAS Y LAS MEDIDAS PÚBLICAS EN RESPUESTA A DICHA ALZA (\*)**

Fernando García Martínez

BANCO DE ESPAÑA

Matías Pacce

BANCO DE ESPAÑA

(\*) Agradecemos a Begoña Gutiérrez del Olmo su contribución en las primeras fases de este proyecto; sin su aporte este documento no habría sido posible.

Documentos Ocasionales. N.º 2316

Agosto 2023

<https://doi.org/10.53479/33330>

La serie de Documentos Ocasionales tiene como objetivo la difusión de trabajos realizados en el Banco de España, en el ámbito de sus competencias, que se consideran de interés general.

Las opiniones y análisis que aparecen en la serie de Documentos Ocasionales son responsabilidad de los autores y, por tanto, no necesariamente coinciden con los del Banco de España o los del Eurosistema.

El Banco de España difunde sus informes más importantes y la mayoría de sus publicaciones a través de la red Internet en la dirección <http://www.bde.es>.

Se permite la reproducción para fines docentes o sin ánimo de lucro, siempre que se cite la fuente.

© BANCO DE ESPAÑA, Madrid, 2023

ISSN: 1696-2230 (edición electrónica)

## Resumen

El incremento de los precios de la electricidad, que alcanzó su máximo en agosto de 2022, ha afectado de forma diversa a las distintas actividades que se desarrollan en el sector eléctrico español. Este artículo analiza el impacto de dicho incremento sobre el sector, distinguiendo entre empresas generadoras y empresas comercializadoras, con especial atención a los resultados de explotación. En particular, se analiza la influencia sobre dichos resultados de aspectos como i) la incidencia de los contratos a plazo con precio fijo; ii) la exposición asimétrica a los incrementos de precios en los mercados mayoristas, o iii) la pertenencia a grupos verticalmente integrados, en el caso de las empresas comercializadoras. Asimismo, se analiza el efecto sobre el sector de las medidas desplegadas por las autoridades con el propósito de mitigar el impacto del encarecimiento de la electricidad sobre los hogares y las empresas de nuestro país. Entre estas medidas destacan, por ejemplo, el mecanismo ibérico para limitar el coste del gas empleado en la producción eléctrica o la minoración del denominado «exceso de retribución» surgido como consecuencia del aumento del precio del gas. Adicionalmente, se analiza también el impacto del gravamen temporal que las empresas energéticas deben pagar sobre la cifra neta de negocios de los años 2022 y 2023.

**Palabras clave:** energía, mercado eléctrico, precios de la electricidad, costes de producción.

**Códigos JEL:** E31, Q41, Q43, L94.

## **Abstract**

The increase in electricity prices, which peaked in August 2022, has affected the various activities carried out in the Spanish electricity sector differently. This paper analyses the impact of this increase on the sector, distinguishing between electric power companies and electricity retailers, paying special attention to their operating profit and, particularly, to the influence of aspects such as (i) the incidence of forward contracts with a fixed price, (ii) asymmetric exposure to price increases in wholesale electricity markets, or (iii) belonging to vertically integrated groups, in the case of electricity retailers. The effect on the sector of the measures rolled out by the authorities to mitigate the impact of higher electricity costs on households and companies in Spain is also analysed. Of note among these measures are the Iberian Exception (a mechanism to cap the cost of the gas used in electricity generation) and the temporary deduction of the so-called excess remuneration arising from higher gas prices. Lastly, this paper studies the impact of the extraordinary temporary levy that energy companies must pay on net turnover for 2022 and 2023.

**Keywords:** energy, electricity markets, electricity prices, generation costs.

**JEL classification:** E31, Q41, Q43, L94.

## Índice

Resumen 5

Abstract 6

1 Introducción 8

2 El sector eléctrico en España 12

2.1 La estructura del sector eléctrico 12

2.2 Las variaciones de precio en el mercado mayorista de la electricidad y el impacto en las diferentes ramas de actividad del sector 13

2.3 Los mercados a plazo y los contratos bilaterales intragrupo como forma de cobertura ante las variaciones de precios 16

3 El impacto potencial del incremento de los precios del mercado mayorista de la electricidad en 2021 y 2022 18

4 El mecanismo ibérico y su efecto sobre los ingresos de las empresas eléctricas 23

5 La minoración del exceso de retribución surgido como consecuencia del aumento del precio del gas y el gravamen temporal a las energéticas 28

6 Conclusiones 33

Bibliografía 34

## 1 Introducción

Desde la primavera de 2021, en los mercados mayoristas, los precios de la electricidad europeos experimentaron un aumento muy intenso, alcanzando sus máximos históricos en agosto de 2022, en lo que constituye una de las manifestaciones más relevantes de la crisis energética que ha enfrentado el continente en los últimos dos años (Banco de España, 2023a). La evolución de los precios ha sido similar en la mayoría de los mercados mayoristas europeos, si bien el alza en España se ha visto limitada por la aplicación, desde mediados de junio de 2022, del mecanismo ibérico para limitar el precio del gas en la producción de la electricidad (véase gráfico 1.1)<sup>1</sup>. Con este trasfondo, este documento analiza cómo estos desarrollos han afectado a las distintas empresas participantes en los diversos segmentos del mercado eléctrico.

En particular, el análisis identifica que las empresas generadoras de electricidad han visto mejorar sus resultados como consecuencia del aumento de los precios mayoristas de la electricidad. El diseño marginalista del mercado mayorista de la electricidad<sup>2</sup> y la estructura de generación actual de la mayoría de los mercados europeos hacen que la producción eléctrica a través de las tecnologías que utilizan combustibles fósiles y, en particular, a través de la tecnología de ciclos combinados —que utiliza el gas natural para la generación— sea la que comúnmente determine, directa o indirectamente, el precio final del mercado mayorista de la electricidad en un alto porcentaje de las horas del día. Dicho precio es el que, potencialmente, percibirán todas las tecnologías generadoras que ingresan en el mercado en cada momento, de modo que aquellas que no utilizan los combustibles fósiles para la producción de electricidad han incrementado sus ingresos en una magnitud muy superior a aquella en la que lo hicieron sus costes.

No obstante, existen algunos factores que dan lugar a que la traslación de rentas hacia las empresas generadoras de electricidad sea de una magnitud menor que la que resultaría de la mera multiplicación del incremento observado en el precio del mercado mayorista por las cantidades de electricidad vendida a cada hora en dicho mercado.

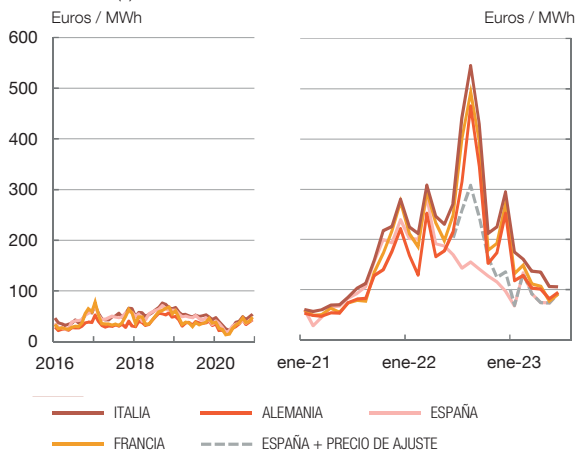
En primer lugar, los costes de generación a través de tecnologías de combustibles fósiles, principalmente a través de la utilización de gas natural y, en menor medida, de carbón, se han incrementado con intensidad debido al aumento de los precios de estas materias primas en los mercados internacionales (véase gráfico 1.2). En 2022, el 24,7 % de la producción de electricidad en España fue a través de la tecnología de ciclos combinados; el 6,4 % se generó a través de centrales de cogeneración<sup>3</sup>, y el 2,8 %, utilizando la generación a base de carbón (en

- 
- 1 Este mecanismo tiene como objetivo fundamental contener el incremento de los precios en el mercado mayorista eléctrico asociado a los aumentos del precio mayorista del gas natural (para una explicación detallada, véase el epígrafe 4).
  - 2 El diseño del mercado es de tipo marginalista, donde un mismo precio es recibido por todos los generadores. En general, son los costes marginales de producción de la tecnología más cara en ingresar en el mercado los que determinan dicho precio. Para más detalles, véase Paoce, Sánchez García y Suárez-Varela Maciá (2021).
  - 3 La generación eléctrica a través de la cogeneración se basa en el aprovechamiento del calor residual de determinados procesos productivos industriales. Las tecnologías térmicas utilizadas para la cogeneración tienen el gas, en general, como principal insumo.

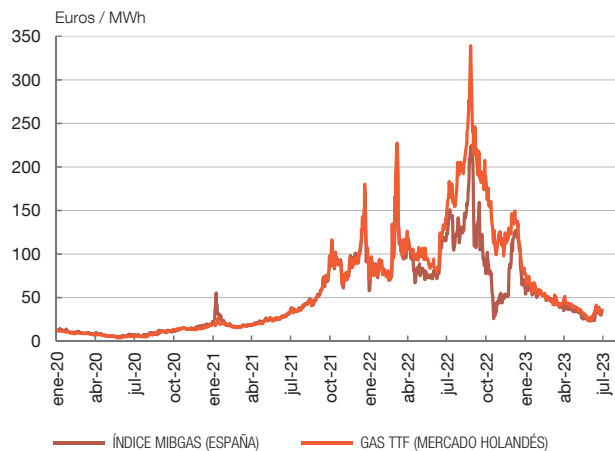


## EL INTENSO INCREMENTO DE LOS PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD EN LOS MERCADOS MAYORISTAS REFLEJA, AL MENOS EN PARTE, EL AUMENTO DE LOS PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES FÓSILES UTILIZADOS PARA LA GENERACIÓN ELÉCTRICA

1 PRECIO DE LA ELECTRICIDAD EN DISTINTOS MERCADOS MAYORISTAS EUROPEOS (a)



2 PRECIO DEL GAS NATURAL EN MERCADOS MAYORISTAS EUROPEOS (b)



FUENTE: OMIE, MIBGAS y Refinitiv.

- a A partir de junio de 2022 se muestra también el precio del mercado mayorista español más el precio de ajuste del sistema español. Este último es el precio que deben pagar los compradores de electricidad en el mercado español que no se encuentran exentos del pago del coste del ajuste del mecanismo para limitar el coste asociado al gas que se utiliza en la generación eléctrica (vease epígrafe 4). Esta medida aproxima el coste de comprar electricidad al contado en el mercado mayorista español.
- b El índice MIBGAS es el precio medio ponderado de todas las operaciones de gas celebradas para el mismo día en todas las sesiones de negociación para España. El precio del gas del mercado holandés se corresponde con el Endex NL Netherlands TTF Natural Gas MMBTU.

2021 dichos porcentajes fueron, respectivamente, del 17,1 %, 10 % y 1,9 %). Al no ser productor de gas natural, España —como la mayoría de los países europeos— debe abastecerse de esta materia prima en los mercados exteriores<sup>4</sup>. De esta forma, una parte relevante de las rentas del sector está siendo trasladada al extranjero, una pérdida difícil de evitar, al menos en el corto plazo, en tanto el parque de generación a través de energías renovables no sea capaz de suplir la necesidad del uso de tecnologías basadas en combustibles fósiles.

En segundo lugar, ante el incremento del coste de la energía eléctrica, hogares y empresas pudieron haber reaccionado reduciendo su demanda de ella o sustituyéndola por otras fuentes de energía. Además, la demanda de electricidad se ha visto también alterada por las medidas de ahorro energético adoptadas por la Comisión Europea<sup>5</sup>. Todo ello ha afectado a las cantidades totales de electricidad vendidas por parte de las empresas productoras.

En tercer lugar, en el marco de los fuertes incrementos de los precios de la electricidad, el Gobierno de España ha introducido diversos cambios regulatorios que han

4 En 2022, los principales países desde los cuales se exportó gas natural y gas natural licuado a España fueron Estados Unidos (28,8 %), Argelia (23,8 %), Nigeria (13,9 %) y Rusia (12,1 %). Cabe destacar que, en ese mismo año, el 37,9 % de la demanda nacional de gas en España tuvo como destino la generación eléctrica (Enagas, 2023).

5 Los objetivos de las medidas de ahorro energético desplegadas por la Comisión Europea incluyen la reducción, por parte de los Estados miembros, en un 5 % del consumo de electricidad en las horas de mayor demanda entre el 1 de diciembre de 2022 y el 31 de marzo de 2023, la disminución voluntaria de la demanda total de electricidad en un 10 % o un descenso de la demanda de gas en un 15 % entre agosto de 2022 y marzo de 2023 (Comisión Europea, 2022a y 2022b).

tenido efectos directos sobre los ingresos de las empresas eléctricas. Entre ellos destacan, por un lado, la implementación del mecanismo para limitar el coste asociado al gas que se utiliza en la generación eléctrica (véase epígrafe 4) y, por el otro, la minoración del denominado «exceso de retribución» surgido como consecuencia del aumento del precio del gas y el gravamen temporal que las empresas energéticas deben pagar sobre la cifra neta de negocios de los años 2022 y 2023 (véase epígrafe 5). Estos cambios regulatorios han afectado de forma directa a los resultados de las empresas eléctricas.

Por último, una parte significativa de la electricidad no es vendida por las generadoras al llamado «precio de casación del mercado mayorista» —esto es, el precio al cual se igualan la oferta y la demanda de electricidad contemporáneas en cada una de las horas—, sino que su venta se hace a través de los mercados a plazo a un precio pactado con anterioridad. De acuerdo con la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) (2022b), el precio medio de los contratos a plazo liquidados en 2021 —ponderado por el volumen liquidado en ese año— fue un 44 % inferior al precio medio ponderado de liquidación en el mercado al contado. Así, la prima de riesgo *ex post* en 2021 fue negativa, a diferencia de lo ocurrido en 2019 y 2020<sup>6</sup>. En otras palabras, sería incorrecto estimar los ingresos potencialmente obtenidos por las generadoras sin tener en cuenta el porcentaje de electricidad vendida a plazo y sus precios de venta.

Aun así, desde mediados de 2021, también los precios de la electricidad en los mercados mayoristas con contrato a plazo han mostrado un intenso incremento. En ese año, cerca del 80 % de la venta de electricidad a plazo en España se realizó con vencimientos menores o iguales a un año, mientras que en 2020 ese porcentaje alcanzaba al 90 % de los contratos (CNMC, 2022b). Esto significa que, a medida que han transcurrido los años 2021 y 2022, y los contratos firmados a precios reducidos durante 2020 con entrega en 2021 y 2022 han ido finalizando, las renovaciones se habrían pactado a precios significativamente más altos que los anteriores<sup>7</sup>, en un contexto en el que, como se ha indicado, los costes de generación para las tecnologías inframarginales no aumentaron en igual magnitud.

En todo caso, no debe excluirse del análisis del sector eléctrico la actividad de la comercialización de la electricidad. Las empresas dedicadas a esta actividad se vieron en un principio afectadas negativamente por los incrementos de precios en los mercados mayoristas —fundamentalmente aquellas que no contaban con suficiente cobertura en los mercados a plazo—, ya que una parte importante de las ventas de electricidad que hacen estas empresas se realiza a precios pactados con sus clientes a lo largo de un horizonte temporal determinado. Es posible que, en la medida en que existen desfases entre la actualización de los precios de compra pactados con las generadoras y los precios de venta pactados con sus clientes, en aquellos períodos de aumentos de precios en los

---

<sup>6</sup> Una prima de riesgo *ex post* negativa implica que las posiciones netas compradoras se liquidan con beneficios, mientras que son las posiciones vendedoras las que asumen las pérdidas.

<sup>7</sup> El contexto de incrementos de precios en los mercados de futuros hace ver que los intermediarios de dichos mercados podrían estar obteniendo también una parte no despreciable de las rentas generadas por los mayores precios, dado que el monto de las garantías y las comisiones de operación se relacionan con los precios pactados.

mercados mayoristas los incrementos de costes en esta área del negocio superen con creces el crecimiento de los ingresos. En este sentido, de acuerdo con CNMC (2023c), en el período reciente las comercializadoras de menor tamaño han enfrentado mayores dificultades, frente a aquellas que pertenecen a los grandes grupos empresariales y, en particular, frente a aquellas verticalmente integradas. En períodos de relativa estabilidad de precios en los mercados mayoristas, ello puede no tener una relevancia significativa, ya que las comercializadoras no integradas verticalmente pueden cubrirse con facilidad ante las variaciones de precio en los mercados a plazo. Pero, en una situación como la de 2021-2022, los incrementos de precios en los mercados a plazo —y, por tanto, los incrementos de las comisiones y las garantías requeridas— generaron dificultades adicionales, desde el punto de vista financiero, para las comercializadoras de menor tamaño. Asimismo, al no participar estas últimas en la actividad de la generación, no contaron con la cobertura natural que supone la integración vertical y que se evidencia por medio de la compra de electricidad a través de los contratos bilaterales intragrupo<sup>8</sup>. No obstante, con el transcurso de los meses, las comercializadoras de menor tamaño habrían podido ir ajustando los precios de venta con sus clientes al momento de las renovaciones de los contratos, acomodándose a las coberturas a plazo que hubiesen podido obtener en cada momento.

A fin de comprender con mayor profundidad las implicaciones de la reciente situación de altos precios en los mercados mayoristas de la electricidad, en el presente trabajo se caracterizará, primeramente, la estructura del mercado eléctrico español. Asimismo, se describe el efecto potencial de las variaciones de precios en los mercados mayoristas sobre cada una de las actividades del mercado eléctrico y se analiza la dinámica de los mercados a plazo de la electricidad en España. En el epígrafe tercero, se pone el foco en el impacto del pasado incremento de precios mayoristas, cuya magnitud ha sido atípica respecto al comportamiento histórico, incluso tras la moderación reciente. En los dos epígrafes siguientes, se estudian, respectivamente, el impacto de la excepción ibérica del gas en los ingresos de las generadoras de electricidad y las medidas implementadas para limitar el exceso de retribución de las compañías eléctricas. Por último, se exponen las conclusiones.

---

<sup>8</sup> Por otro lado, si las coberturas a plazo conseguidas por las comercializadoras de menor tamaño mostraron un nivel de precios comparativamente elevado en relación con el de las comercializadoras de mayor tamaño, el ajuste al alza de sus precios de venta podría haber sido mayor en términos relativos. En este sentido, CNMC (2023c) señala que las ofertas recogidas en el comparador de ofertas que publica la CNMC pasaron a ser menores en el caso de los grandes grupos respecto al resto de las comercializadoras desde septiembre de 2021, algo que no ocurría en años anteriores a 2020.

## 2 El sector eléctrico en España

### 2.1 La estructura del sector eléctrico

Las normas que regulan el funcionamiento del sector eléctrico diferencian entre las actividades de generación (producción), de transporte, de distribución y de comercialización<sup>9</sup>.

Debido a las economías de escala existentes, la legislación reconoce el carácter de monopolio natural de las actividades de transporte y de distribución y, por tanto, las regula, en cuanto a la incorporación de agentes y en cuanto a los precios aplicables a dichas actividades. Por su parte, las actividades de generación y comercialización tienen la consideración de actividades que realizar en régimen de libre competencia. De acuerdo con la normativa existente<sup>10</sup>, el desarrollo de alguna de las actividades reguladas del sector eléctrico por parte de una empresa impide que la misma lleve a cabo alguna de las actividades que se realizan en régimen de libre competencia dentro del sector<sup>11</sup>. No obstante, se permite que un grupo de empresas desarrolle actividades incompatibles de acuerdo con la ley, siempre que sean ejercidas por sociedades diferentes y se cumplan determinados criterios de independencia<sup>12</sup>.

En España, la actividad del transporte de alta tensión solo es ejercida por Red Eléctrica de España (REE)<sup>13</sup>, mientras que la actividad de distribución es realizada principalmente por cuatro grupos empresariales: Iberdrola, Endesa, Naturgy y EDP<sup>14</sup>. Estos mismos grupos son también los de mayor relevancia en las actividades de generación y de comercialización, y están verticalmente integrados<sup>15</sup>. De acuerdo con la información proporcionada en CNMC (2023a y 2023c), Iberdrola, Endesa, Naturgy y EDP generaron, en 2021, el 59 % del total de la energía en el Mercado Ibérico de la Electricidad —MIBEL— (véase gráfico 2.1)<sup>16</sup> y suministraron el 70 % del total de la energía a través sus grupos comercializadores en ese mismo año en el mercado minorista español (véase gráfico 2.2).

<sup>9</sup> La actividad de transporte se encarga de llevar la electricidad desde los puntos de generación hasta los centros de consumo (subestaciones de distribución). La actividad de distribución consiste en llevar dicha electricidad desde las subestaciones hasta cada consumidor individual. Otros agentes que intervienen en el funcionamiento del sector eléctrico son los reguladores, el operador del sistema eléctrico y el operador del mercado.

<sup>10</sup> Véase artículo 12, sobre separación de actividades, de la [Ley 24/2013](#), de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

<sup>11</sup> De acuerdo con la Comisión Europea (2007), existen «riesgos de discriminación y abuso [...] cuando las empresas controlan las redes energéticas además de la producción o la venta, protegiendo los mercados nacionales e impidiendo la competencia. Esta situación crea además un desincentivo para que [...] inviertan en sus propias redes, ya que si aumentan la capacidad, la competencia se agudiza en “su mercado propio” y bajan los precios».

<sup>12</sup> Véase [Ley 24/2013](#), de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (artículo 12, sobre separación de actividades). En la misma línea, la [Directiva \(UE\) 2019/944](#) del Parlamento Europeo y del Consejo obliga a la independencia jurídica, organizativa y de toma de decisiones, de los gestores de la red de distribución cuando estos forman parte de una empresa integrada verticalmente.

<sup>13</sup> REE es además el gestor técnico (u operador) del sistema eléctrico español.

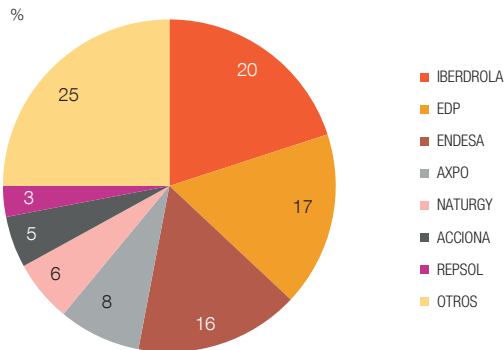
<sup>14</sup> En la CNMC se encuentran inscritas más de 300 empresas distribuidoras. No obstante, en 2021 el 95 % de la cuota de distribución por número de puntos de suministro se dividió entre los cuatro grupos empresariales mencionados: Endesa (41 %), Iberdrola (37 %), Naturgy (13 %) y EDP (4 %) (CNMC 2023c).

<sup>15</sup> La [Directiva \(UE\) 2019/944](#) del Parlamento Europeo y del Consejo define un grupo de sociedades como verticalmente integrado cuando realice al menos una de las actividades de transporte o distribución y una de las actividades de generación o comercialización.

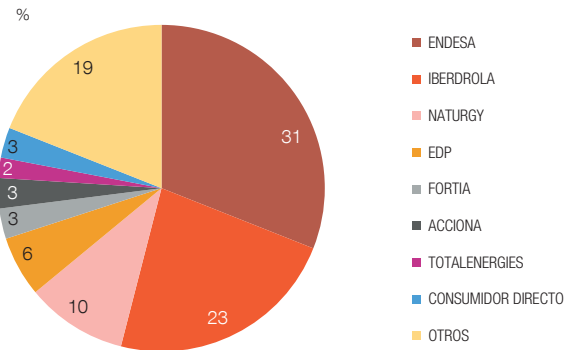
<sup>16</sup> Otras dos empresas generadoras destacadas son AXPO y Acciona, que representaron el 8 % y el 5 % de la cuota de generación del MIBEL en 2021. De acuerdo con CNMC (2023a), en 2021 existían 115 agentes generadores en el MIBEL.

## LA GENERACIÓN Y LA COMERCIALIZACIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN ESPAÑA SE CONCENTRA EN UNAS POCAS COMPAÑÍAS

1 CUOTA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA POR LAS PRINCIPALES COMPAÑÍAS DEL MERCADO IBÉRICO DE LA ELECTRICIDAD («PROGRAMA DIARIO BASE DE FUNCIONAMIENTO»), AÑO 2021



2 CUOTA DE ENERGÍA SUMINISTRADA POR GRUPO COMERCIALIZADOR EN EL MERCADO MINORISTA ESPAÑOL. INFORMACIÓN A 31 DE DICIEMBRE DE 2021



FUENTE: Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

### 2.2 Las variaciones de precio en el mercado mayorista de la electricidad y el impacto en las diferentes ramas de actividad del sector

En las actividades de transporte y distribución, que como ya se ha mencionado son actividades reguladas, la fijación de los peajes de acceso a las redes es determinada por la CNMC. Ello implica que las variaciones de precios en el mercado mayorista de la electricidad tienen, potencialmente, un impacto reducido en las cuentas de las empresas que desarrollan estas actividades.

Para las actividades de la generación y la comercialización, el caso es distinto. En la primera de ellas, los precios se fijan en el marco del mercado mayorista de la electricidad. El diseño de este mercado, de tipo marginalista, hace que todos los oferentes reciban un mismo precio, correspondiente al precio de casación de la oferta y la demanda, el cual se relaciona en gran medida con los costes marginales de producción de la tecnología más cara en ingresar en el mercado en cada momento. Ello hace que, como norma general, las variaciones de precio al alza (a la baja) en el mercado mayorista de la electricidad afecten positivamente (negativamente) a los resultados de las empresas que se dedican a la actividad de generación. No obstante, existen alternativas para que las empresas generadoras de electricidad puedan afrontar el riesgo de precio, entre ellas la venta de energía a plazo o la contratación de derivados financieros cuyo subyacente es el precio mayorista de la electricidad, lo que contribuye a disminuir la relación entre la cuenta de resultados de dichas empresas y las variaciones de precios del mercado mayorista.

En cuanto a las empresas comercializadoras, es necesario distinguir entre las comercializadoras de referencia o reguladas, que operan en el marco de un mercado regulado

y ofrecen la tarificación denominada «precio voluntario para el pequeño consumidor» (PVPC)<sup>17</sup>, cuya fórmula es determinada por el Gobierno, y las comercializadoras que operan en el mercado libre (diferenciando entre los segmentos de hogares, pymes y sector industrial), cuyos precios se determinan en el contexto de libre competencia<sup>18</sup>.

En el primer caso, el precio de producción de la electricidad que abona el consumidor se relaciona directamente con los precios horarios que surgen del mercado mayorista de la electricidad<sup>19</sup>, mientras que el margen de comercialización está regulado por el Gobierno<sup>20</sup> de tal manera que el riesgo de precio es asumido por el consumidor. En consecuencia, las comercializadoras que trabajan con este tipo de tarificación tienen pocos incentivos para protegerse de las oscilaciones de precio del mercado mayorista. De esta forma, es de esperar que los ingresos de estas empresas sean relativamente estables en el tiempo e independientes del precio del mercado mayorista<sup>21</sup>.

Distinto es el caso de las comercializadoras que operan en el mercado libre, que, dado que compiten entre sí a través de precios, suelen presentar a los consumidores ofertas que mantienen el precio de producción de electricidad durante un plazo de tiempo determinado. Así, el riesgo proveniente de las oscilaciones de precio del mercado mayorista es asumido por la comercializadora, quien, por tanto, tiene incentivos a protegerse a través de la compra de energía en los mercados a plazo o con el uso de derivados financieros, con el fin de tener garantizado el coste de la electricidad en el momento de cumplir con los contratos de venta al consumidor. En este sentido, es ilustrativa la estimación que realiza la CNMC respecto a los márgenes brutos que las comercializadoras<sup>22</sup> han obtenido tanto en el caso de aprovisionarse en el mercado al contado como en el de hacerlo en el mercado a plazo. Las últimas estimaciones disponibles (CNMC, 2023c) muestran un margen bruto de comercialización creciente en el tiempo hasta el año 2020 y más alto en el segmento de los consumidores domésticos, seguido del de las pymes y el segmento industrial (véase gráfico 3). No obstante, la evolución de los precios en el mercado mayorista de la electricidad en 2021 ha afectado negativamente a los márgenes brutos de aquellas que se aprovisionaron mayoritariamente en el mercado al contado. Esta situación no se verifica en las comercializadoras que tenían una mayor cobertura a plazo de sus compras de

<sup>17</sup> Este tipo de tarifas solo pueden ser contratadas por consumidores con una potencia contratada inferior a 10 kW.

<sup>18</sup> Existen 8 comercializadoras de referencia autorizadas por la CNMC. En cuanto a las comercializadoras autorizadas en el mercado libre, de acuerdo con CNMC (2023c), en 2021 existían 496 autorizadas para operar, de las cuales 397 tuvieron ventas a cliente final (378 en el segmento doméstico, 366 en el segmento pymes y 305 en el segmento industrial).

<sup>19</sup> La forma en que se estipula la tarifa regulada de la electricidad varía entre los distintos países europeos. En particular, en algunos países, los mercados a plazo desempeñan un papel determinante en su configuración —es el caso de Portugal, Francia o Reino Unido—, mientras que en otros no existe este tipo de tarificación (Alemania).

<sup>20</sup> El margen (o coste) de comercialización de la tarificación PVPC es, en la actualidad, igual a la potencia contratada por el consumidor (en kW) x 3,1113 euros kW/año.

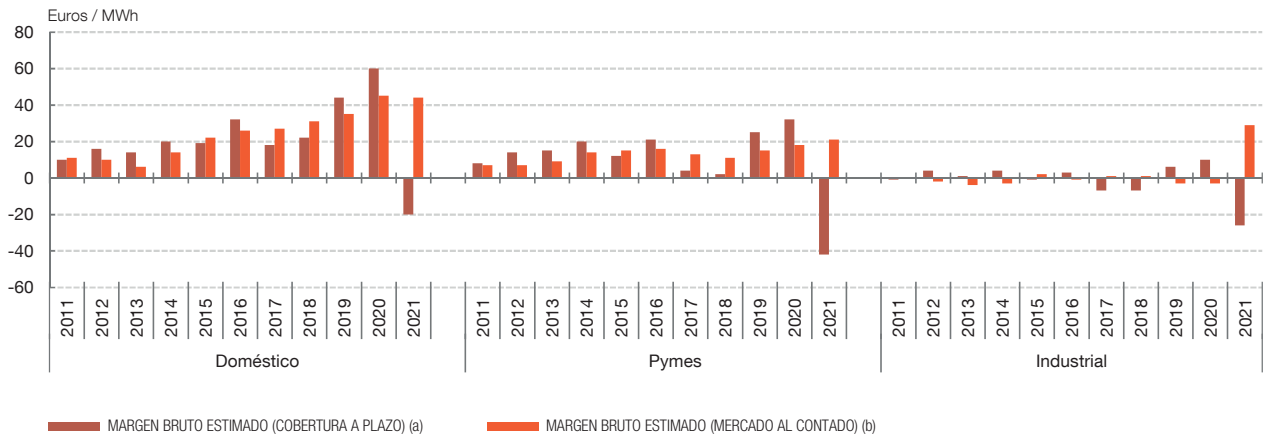
<sup>21</sup> Si bien el margen es estable, el volumen de los resultados puede verse afectado por fluctuaciones en el volumen de actividad: los mayores (menores) precios pueden reducir (aumentar) la demanda o generar el traspaso de clientes hacia (desde) comercializadoras del mercado libre. En este sentido, el porcentaje que representaba el número de puntos de suministros del mercado regulado sobre el total de puntos de suministro se redujo entre el segundo trimestre de 2021 y el tercero de 2022 en 10 puntos porcentuales (pp) (desde el 32 % al 22 %), reducción muy superior a la observada en los dos años anteriores (-1,1 pp en 2019 y -0,5 pp en 2020). Véase CNMC (2022d y 2023c).

<sup>22</sup> En CNMC (2023c) se define el margen bruto de comercialización como la diferencia entre el precio de la energía implícito en los precios facturados por las comercializadoras y el coste estimado de aprovisionamiento.

Gráfico 3

## LOS MÁRGENES BRUTOS ESTIMADOS POR LA CNMC PARA LAS COMERCIALIZADORAS EN MERCADO LIBRE SON SUSTANCIALMENTE MAYORES EN EL CASO DEL CONSUMIDOR DOMÉSTICO

1 MÁRGENES BRUTOS ESTIMADOS PARA EL CONJUNTO DE LAS COMERCIALIZADORAS, SEGÚN REFERENCIA DE APROVISIONAMIENTO Y POR SEGMENTO DE CONSUMO



FUENTE: Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

- a Margen bruto estimado tomando en cuenta el coste aproximado del aprovisionamiento de electricidad en el mercado a plazo (para ello, se emplea como referencia *ex post* el precio a plazo).
- b Margen bruto estimado tomando en cuenta el coste aproximado del aprovisionamiento de electricidad en el mercado al contado (para ello, se emplea como referencia *ex post* el precio al contado).

electricidad, cuyos márgenes brutos se mantuvieron estables en el caso de los consumidores domésticos y de pymes, y se incrementaron significativamente en el segmento industrial. Esto último, de acuerdo con CNMC (2023c), se relaciona con el hecho de que un volumen relevante de consumidores industriales está referenciado al precio del mercado *spot*.

Cabe destacar que, en 2021, el segmento doméstico representó el 34 % de la demanda total de electricidad, mientras que las pymes e industrias supusieron, respectivamente, el 15 % y el 52 %. Dentro de los consumidores domésticos, a 31 de diciembre de 2021, alrededor de 10 millones de consumidores estaban acogidos al PVPC (10 % de la demanda total de electricidad). Estos consumidores experimentan variaciones del precio de su factura de acuerdo con las fórmulas regulatorias.

Desde el punto de vista de sus ventas, las comercializadoras que operan en el mercado libre venden una parte de su electricidad a precio fijo, pero determinado porcentaje también está vinculado a precios variables. En este sentido, en su informe sobre el mercado minorista de la electricidad de 2020 (CNMC, 2022a), la CNMC estimó que el porcentaje de electricidad vendida a precio variable, a 31 de octubre de 2021, representaba el 34 % del total de la energía eléctrica vendida por las comercializadoras en el mercado libre (véase cuadro 1). No obstante, ello tiene bastante variabilidad según el segmento de venta o el tipo de comercializadora (grandes grupos o resto). En el caso del consumidor doméstico y pymes en mercado libre, los grandes grupos venden casi la totalidad de su energía eléctrica a un precio fijo, mientras que, para el resto de las comercializadoras, la venta a precio fijo

Cuadro 1

**ENERGÍA BAJO CONTRATOS CON PRECIOS FIJOS O VARIABLES A 31.10.2021**

Tipo de mercado	Segmento	Tipo de comercializadora	Energía eléctrica (%)	
			Precio fijo	Precio variable
Comercializadoras en mercado regulado (a)	Doméstico y pymes	Comercializadora regulada	1	99
	Doméstico	Comercializadora grandes grupos	99	1
		Resto comercializadoras	74	26
		Total doméstico	92	8
Comercializadoras en mercado libre	Pymes	Comercializadora grandes grupos	92	8
		Resto comercializadoras	48	52
	Total pymes	74	26	
	Industria	Comercializadora grandes grupos	66	34
		Resto comercializadoras	23	77
	Total industria	52	48	
Total comercializadoras en mercado libre			66	34
Total general (mercado libre y regulado)			59	41

FUENTE: Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (2022a).

a La tarifa PVPC es aplicada por aquellas comercializadoras que operan en el mercado regulado.

representa una proporción menor. Por otro lado, como ya se ha mencionado anteriormente, en el caso del sector industrial, que representa el 52 % del total de la electricidad consumida, un porcentaje no despreciable de la energía eléctrica es vendida a precio variable y, por tanto, se ve directamente afectada por la dinámica diaria del precio mayorista de la electricidad.

### 2.3 Los mercados a plazo y los contratos bilaterales intragrupo como forma de cobertura ante las variaciones de precios

Como ya se ha mencionado, tanto las empresas generadoras como las comercializadoras pueden cubrir su riesgo de mercado a través de la búsqueda de coberturas, ya sea por medio de contratos de compra y venta de electricidad a plazo, ya sea a través de instrumentos financieros de cobertura —derivados sobre el precio mayorista de la electricidad— liquidables por diferencias<sup>23</sup>. Tanto una fórmula como otra permiten que, por un lado, las generadoras se aseguren el precio al que venden la electricidad y, por otro, las comercializadoras se aseguren el precio al que la compran.

Los derivados sobre la energía eléctrica, al igual que ocurre con los derivados sobre instrumentos financieros, pueden negociarse bajo la forma de contratos bilaterales (también denominados *Over-the-Counter* u OTC) o a través de mercados organizados —en el mercado

<sup>23</sup> Destacan los PPA (*Purchase Power Agreement*), que son contratos bilaterales de compraventa de energía a un precio determinado y por un período establecido. Este tipo de contratos puede ser físico —existe entrega física de electricidad— o financiero —se liquida por diferencia de tal manera que el importe a liquidar es igual a la diferencia del precio fijado en el contrato y el precio en el mercado mayorista—.



ibérico operan el mercado organizado de derivados del MIBEL, gestionado por el Operador del Mercado Ibérico-Polo Portugués (OMIP), y la plataforma de derivados de electricidad del mercado organizado alemán EEX (*European Energy Exchange*)<sup>24</sup>. En estos mercados, no solo participan empresas eléctricas, cuyo principal objetivo es cubrir su riesgo de mercado, sino también otros inversores independientes que toman posiciones en el mercado en la búsqueda de un beneficio resultante de una correcta anticipación de los precios futuros.

El volumen negociado en los mercados a plazo en España muestra una liquidez menor que la observada en otros mercados europeos<sup>25</sup>. En 2021, por ejemplo, fue en torno a 233,8 TWh, lo que representó el 96 % de la demanda eléctrica peninsular, mientras que en Alemania y Francia alcanzó, respectivamente, el 1.180 % y el 146,8 % de la demanda eléctrica interna<sup>26</sup>. La mayor parte de los derivados sobre electricidad en España se negocian en el mercado OTC (en 2021 representaron el 91,7 % del total) y los contratos negociados se concentran en aquellos con vencimientos a un horizonte de, como máximo, un año (en 2021 representaron el 72,2 % del volumen negociado)<sup>27</sup>.

Como alternativa (o complemento) a los mercados a plazo, los grupos verticalmente integrados poseen, además, una cobertura natural frente al riesgo de precio a través de los contratos bilaterales intragrupo. Este tipo de cobertura se da entre generadoras y comercializadoras pertenecientes al mismo grupo empresarial y es, en general, más económico que el de las coberturas que pueden obtenerse en los mercados a plazo. A modo de ejemplo, los grupos Endesa e Iberdrola vendieron alrededor del 60 % de su producción a través de este tipo de contratos entre 2017 y 2020, electricidad que, por tanto, no fue comercializada en el mercado al contado (CNMC, 2021a). De acuerdo con CNMC (2021a), este tipo de contratación disminuye los incentivos a la participación de los grupos verticalmente integrados en los mercados a plazo, siendo una de las causas identificadas por la CNMC de la falta de profundidad de la liquidez en dichos mercados<sup>28</sup>.

---

24 Cabe mencionar que, de acuerdo con CNMC (2021a), operan adicionalmente tres cámaras de contrapartida central (CCP), que registran derivados (para compensación y liquidación) cuyo subyacente es el precio eléctrico español en los mercados organizados o en el OTC. Las mismas son OMIClear, European Commodities Clearing (ECC) y BME Clearing.

25 En CNMC (2021a) se realiza un análisis exhaustivo respecto a las posibles explicaciones de la menor liquidez de los mercados a plazo en España respecto a otros países europeos.

26 Véase CNMC (2022b).

27 En 2021, un 47,2 % de los contratos se acordaron con vencimientos anuales; un 36,2 %, con vencimientos trimestrales; un 13,9 %, con vencimientos mensuales, y un 2,8 %, con vencimientos inferiores al mes. Entre los contratos con vencimientos anuales (es decir, con vencimiento a uno, dos, tres o más años), el 57,3 % se firmaron con un horizonte a un año, mientras que los firmados con horizontes a dos y tres años representaron el 21,4 % y el 8,3 %, respectivamente.

28 De acuerdo con CNMC (2021a), esta cobertura natural de riesgo no sería un problema *per se*, sino que, cuando ocurre «en grupos verticalmente integrados con suficiente poder de mercado, y con una correlación alta entre las necesidades de sus negocios de generación y comercialización, [puede] generar barreras de entrada al mercado minorista al no contratar a plazo en el mercado mayorista». Cabe mencionar que, ante la consulta de la CNMC a los grupos verticalmente integrados sobre esta cuestión, estos indican que la contratación bilateral intragrupo no resta liquidez al mercado a plazo, ya que continúan acudiendo a este último para cubrir sus posiciones netas. Asimismo, estos grupos señalan que en Alemania y Francia existe este tipo de contratación y dichos mercados no presentan problemas de liquidez.

### 3 El impacto potencial del incremento de los precios del mercado mayorista de la electricidad en 2021 y 2022

El intenso incremento de los precios en el mercado mayorista de la electricidad, observado a partir de la primavera de 2021 y que ha remitido solo parcialmente desde el final del verano de 2022, ha afectado de forma heterogénea a las empresas que operan en el sector eléctrico. El signo, la magnitud y la persistencia del impacto estarían relacionados, fundamentalmente, con la actividad ejercida por las distintas empresas y con su grado de integración vertical. Por otro lado, las medidas regulatorias introducidas por el Gobierno de España para hacer frente al alza de los precios de la electricidad habrían tenido también un impacto heterogéneo sobre los resultados de explotación de las empresas del sector eléctrico (véase epígrafes 4 y 5).

Desde el punto de vista de las empresas generadoras, el impacto directo del incremento de precios en el mercado mayorista de la electricidad proviene de aquella producción eléctrica que las instalaciones hayan podido vender en el mercado al contado. Como ya se ha mencionado, el precio de casación del mercado mayorista refleja, en gran medida, los costes marginales de generación de las centrales que utilizan gas para la generación, por lo que los resultados que habrían obtenido las instalaciones distintas a estas últimas se han incrementado significativamente, dado que el aumento de sus costes ha sido de una magnitud inferior a la del aumento de los precios del mercado mayorista<sup>29</sup>.

No obstante, la existencia de coberturas de riesgo de precio hace que una parte sustancial de la producción eléctrica vendida desde el comienzo de la escalada de precios no se haya traducido en aumentos directos e instantáneos de los resultados de explotación de las generadoras. En otras palabras, el incremento de los precios del mercado al contado no habría afectado, al menos en los primeros momentos de la escalada de precios, a la electricidad vendida a plazo con precio fijo. Sin embargo, como se ha mencionado en el epígrafe anterior, el mayor porcentaje de la venta a plazo de energía eléctrica en España se realiza con un plazo de vencimiento igual o menor a un año vista. Por tanto, las sucesivas renovaciones de contratos de venta de electricidad a plazo a partir de la primavera de 2021 podrían haberse traducido en una mejora de los resultados de explotación de las generadoras en la medida en que el precio de la energía eléctrica vendida a plazo en los contratos renovados haya reflejado el incremento del precio en el mercado *spot*.

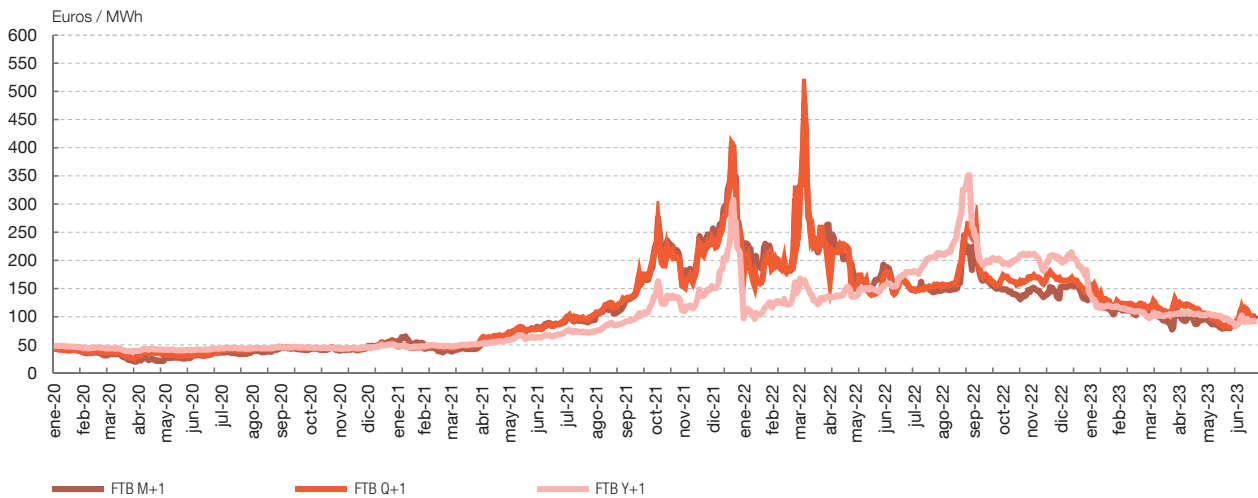
El gráfico 4.1 muestra la evolución del precio de venta de la energía eléctrica a plazo con vencimiento a un mes, a un trimestre y a un año vista en OMIP. Como puede observarse, tras la caída de los precios provocada por la pandemia en 2020, los precios de la electricidad vendida a plazo experimentan un notable aumento, sobrepasando los 150 €/MWh tanto en el caso de los contratos a un año vista como en el de los contratos

<sup>29</sup> No es descartable que muchas empresas generadoras cuyo principal insumo es el gas hayan tenido firmados contratos a plazo para el abastecimiento de esta materia prima a un precio fijo durante cierto período de tiempo, lo que les ha permitido evitar, al menos temporalmente, los fuertes incrementos de los costes de generación debidos al encarecimiento del gas.

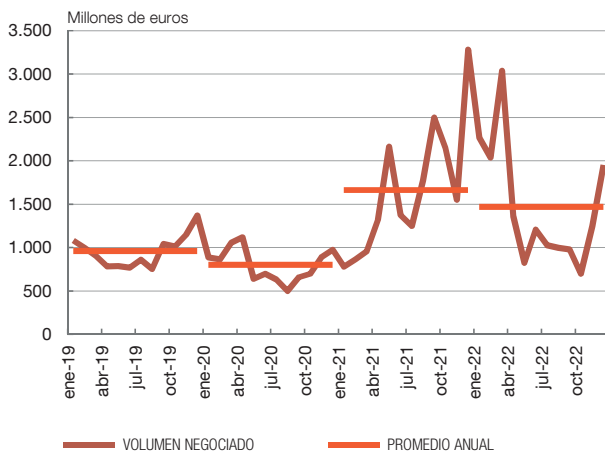
Gráfico 4

**LOS PRECIOS EN LOS MERCADOS A PLAZO DE LA ELECTRICIDAD TAMBIÉN HAN AUMENTADO CON INTENSIDAD. EN CONSECUENCIA, SE HA INCREMENTADO EL VALOR DEL SUBYACENTE NEGOCIADO Y LAS LIQUIDACIONES QUE HAY QUE REALIZAR**

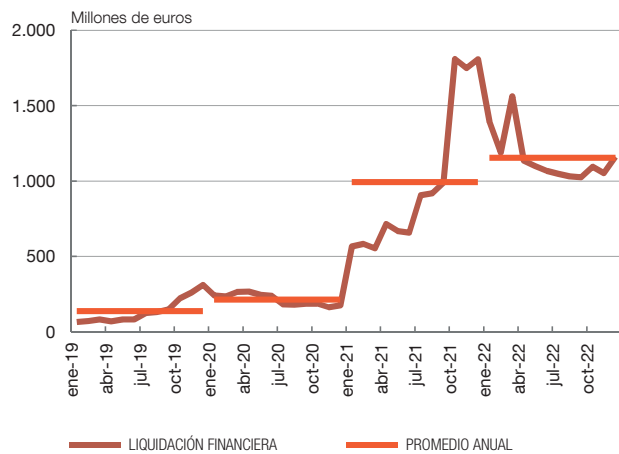
1 COTIZACIONES DE LOS FUTUROS DE LA ELECTRICIDAD EN OMIP (a)



2 VALOR ECONÓMICO DEL VOLUMEN NEGOCIADO EN LOS MERCADOS A PLAZO (b)



3 LIQUIDACIÓN FINANCIERA DE LOS FUTUROS, CON SUBYACENTE EN EL PRECIO SPOT, NEGOCIADOS CON LOS MERCADOS A PLAZO POR MES DE LIQUIDACIÓN (b)



FUENTES: OMIE, OMIP y Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

- a FTB M+1, FTB Q+1 y FTB Y+1 se refieren, respectivamente, a la cotización con vencimiento en el mes, el trimestre y el año siguientes al día en que se realiza la operación.
- b Estimación realizada por la CNMC con base en datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear y EEX-ECC.

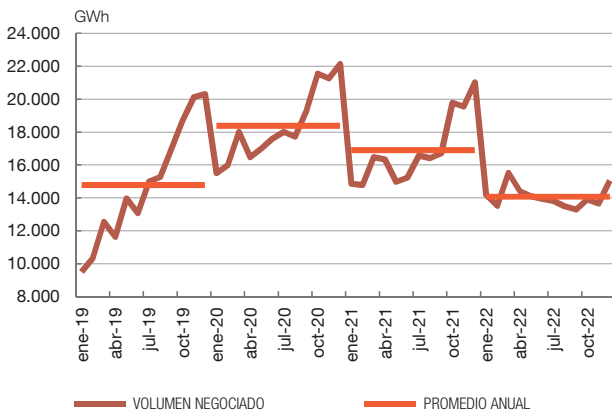
a plazos menores<sup>30</sup>. Esta evolución de los precios de los mercados a plazo sugiere que, hasta mediados de 2021, las generadoras podrían haber cobrado precios reducidos por aquella energía eléctrica vendida a plazo debido a los contratos firmados durante 2020 —cuando los precios de los futuros de la electricidad marcaban mínimos por causa de la fuerte reducción de la actividad económica, dadas las restricciones asociadas a la

<sup>30</sup> Los precios de los contratos a un mes y a un trimestre se vieron reducidos a partir del anuncio de la implementación, en abril de 2022, del mecanismo ibérico de la electricidad.

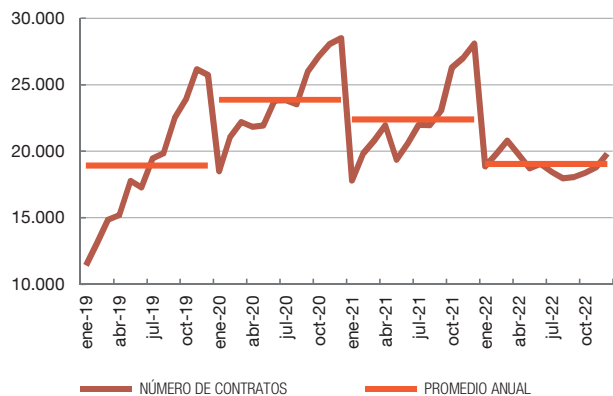
Gráfico 5

**A PESAR DEL INCREMENTO DE PRECIOS EN LOS MERCADOS MAYORISTAS, EL VOLUMEN DE ENERGÍA Y EL NÚMERO DE CONTRATOS NEGOCIADOS NO HA AUMENTADO**

1 VOLÚMEN NEGOCIADO EN LOS MERCADOS OTC, OMIP Y EEX (a)



2 NÚMERO DE CONTRATOS NEGOCIADOS EN LOS MERCADOS OTC, OMIP Y EEX (b)



FUENTE: Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

- a De acuerdo con la CNMC, «al igual que para el resto de meses analizados, en el mes de diciembre se incluyen todos los contratos que se liquidan total o parcialmente en diciembre de 2022: mensual diciembre-22, trimestral Q4-22, anual YR-22, así como el contrato balance de mes y el resto de contratos de corto plazo (diarios, fines de semana, balances de semana y semanales) que se liquidan en diciembre de 2022, contabilizando para los casos del contrato trimestral y anual la energía (GWh) liquidada en dicho mes».
- b De acuerdo con la CNMC, «número de contratos mensuales, trimestrales y anuales con liquidación en todas las horas en el mes correspondiente. El activo subyacente de cada contrato corresponde al suministro/recepción nacional de energía eléctrica a una potencia constante de 1 MW durante todas las horas del período de liquidación».

pandemia—. Sin embargo, la renovación de los contratos a plazo desde el verano de 2021 en adelante, cuando los precios de los futuros de la electricidad ya comenzaban a mostrar intensos incrementos, se ha podido traducir en una mejora en los resultados de explotación de las generadoras que no utilizan combustibles fósiles para la generación, que se ven favorecidos por la prolongación en el tiempo de los altos precios del gas. Una consecuencia de los mayores precios existentes en los mercados a plazo es el incremento del importe en euros del valor del subyacente y de las liquidaciones que hay que realizar a las cámaras de compensación por la utilización de estos contratos (véanse gráficos 4.2 y 4.3).

El contexto de aumentos del precio de la electricidad no ha implicado un incremento en la cobertura del riesgo de mercado de las empresas eléctricas. De hecho, se ha reducido tanto el número de contratos de derivados como el volumen de electricidad utilizado como subyacente en los contratos (véase gráfico 5). En particular, el volumen negociado en 2022 fue un 57% inferior al negociado en 2021 (CNMC, 2023c). Una posible explicación para el menor uso de estas coberturas en el contexto actual podría encontrarse en el comportamiento esperado, desde el punto de vista económico, por parte de los agentes. En este sentido, en los períodos donde los precios al contado son elevados y volátiles, y existe la posibilidad de mayores incrementos futuros de precios (de forma que la distribución esperada de dichos incrementos muestre una asimetría positiva), los productores preferirán una mayor exposición a perturbaciones positivas de precios y, por tanto, exigirán una prima de riesgo elevada a cambio de renunciar a las ganancias

potenciales<sup>31</sup>. Por otra parte, los consumidores estarán dispuestos a pagar primas de riesgo elevadas a cambio de disminuir su exposición a las variaciones de precio del mercado al contado<sup>32</sup>. Esto es acorde con el mencionado incremento del coste observado en las coberturas de la electricidad. Sin embargo, para algunos consumidores, las mayores primas de riesgo exigidas en este nuevo entorno podrían hacer que surjan restricciones financieras que limitaran su acceso a las coberturas.

Desde el punto de vista de las comercializadoras que operan en el mercado libre<sup>33</sup>, el impacto de los precios mayoristas de la electricidad en sus resultados de explotación dependerá, fundamentalmente, del grado de cobertura con el que haya contado cada una de ellas. Como ya se ha mencionado, el grueso de la energía eléctrica es suministrado en el mercado libre (en 2021 fue en torno al 90% del total de la energía consumida) y, dada la concentración de la comercialización minorista, un alto porcentaje de esta energía es vendida por los cuatro principales grupos del sector (en 2021 vendieron el 65% del total de la electricidad suministrada en el mercado libre). En el contexto del fuerte incremento de precios del mercado mayorista, este hecho es de fundamental relevancia, dado que, como también se ha mencionado en el epígrafe anterior, estos grupos cuentan con los contratos bilaterales intragrupo como cobertura natural frente al riesgo de precio. A modo de ejemplo, de acuerdo con CNMC (2023c), las comercializadoras de los principales grupos obtuvieron en 2021, al igual que en años anteriores, un margen bruto superior al del resto de las comercializadoras en el segmento doméstico<sup>34</sup>, mientras que en los segmentos pymes e industrial las diferencias fueron menores.

Las comercializadoras no integradas verticalmente se han enfrentado a mayores dificultades, en comparación con las comercializadoras integradas, para renovar sus contratos de compra de electricidad a plazo, tanto por los incrementos de precio en los mercados a plazo como por lo que esos incrementos suponen en términos de mayores garantías necesarias<sup>35</sup> para operar en dichos mercados; esto disminuye la posibilidad de cobertura frente a riesgos de precio por parte de las comercializadoras no integradas verticalmente.

En todo caso, desde la primavera de 2021, en la medida en que las comercializadoras hayan ajustado los precios de venta conforme renovaban contratos con sus clientes y dichos

---

31 En este sentido, como se ha indicado en la introducción, la prima de riesgo *ex post* ha sido recientemente negativa, lo que refuerza la probabilidad de que los productores exijan una prima de riesgo mayor de cara al futuro.

32 Para una explicación detallada de la evolución esperada de los precios a plazo desde el punto de vista de la teoría económica en el contexto de los mercados eléctricos, véase Villaplana y Cartea (2011).

33 Como se ha mencionado antes, las comercializadoras de referencia no sufrirían, en principio, el impacto del incremento de los precios del mercado mayorista, ya que el riesgo de precio se trasladaría íntegramente al consumidor.

34 De acuerdo con CNMC (2023c), a partir de julio de 2021, la diferencia entre los márgenes brutos obtenidos en el segmento doméstico por ambos tipos de comercializadoras se redujo debido a que las de los principales grupos ofertaron precios más reducidos que el resto de las comercializadoras.

35 Las garantías son utilizadas para cubrir el riesgo de incumplimiento de las obligaciones financieras de las partes y, en general, pueden presentarse en forma de efectivo, avales o garantías de seguro. El riesgo de incumplimiento se relaciona positivamente con los precios de los futuros de la electricidad y, por tanto, las garantías requeridas se incrementan cuando estos aumentan. A modo de ejemplo, de acuerdo con el reporte y las cuentas anuales de OMIClear de 2021 (OMIClear, 2022), en ese año el riesgo de contraparte medido a través de los márgenes iniciales requeridos a los miembros compensadores alcanzó un valor promedio de 219,8 millones de euros, frente a un valor promedio de 79,7 millones de euros en 2020.

precios se hayan ajustado de acuerdo con las coberturas a plazo que hayan podido obtener en cada momento, el impacto negativo del incremento de precios mayoristas sobre sus resultados se habrá visto mitigado. La reciente caída de los precios al contado y a plazo para la compra de electricidad ha tendido a aliviar la presión sobre los resultados de explotación de las comercializadoras. Por otro lado, también han escapado al deterioro de los resultados económicos las que hayan estado cubiertas con contratos de compra de largo plazo a precios reducidos y hayan podido renovar al alza los contratos de venta con sus clientes.

En el reciente contexto de incremento de precios en el mercado mayorista, aquellas comercializadoras que optaron por tener una magnitud relevante de su cartera de compras de electricidad sin cobertura (es decir, compras en el mercado al contado) han enfrentado mayores dificultades económicas en comparación con las que no lo hicieron, dado que los precios de compra en el mercado diario han sido muy superiores a los precios de venta pactados con sus clientes (véase gráfico 3). No obstante, aun en el caso de que la magnitud de la electricidad sin cobertura sea reducida, las garantías que se deben aportar para la compra de electricidad en el mercado mayorista se actualizan con los precios al contado, lo que supone una carga financiera adicional para las comercializadoras de menor tamaño<sup>36</sup>. En este sentido, el listado de comercializadoras de electricidad publicado por la CNMC muestra que, frente a las 13 comercializadoras que se dieron de baja en 2020, en 2022 lo hicieron 35 —la segunda cifra más alta desde 2016, cuando se dieron de baja 38 comercializadoras—, y entre enero y abril de 2023, otras 12, siendo la tercera peor cifra para un primer cuatrimestre de año tras 2012 y 2022 en términos de bajas que se contabilizan en el listado (cuya primera fecha de baja para una comercializadora data de 2004)<sup>37</sup>.

En este contexto, tanto si las comercializadoras verticalmente integradas tuviesen una ventaja relativa para competir por los clientes gracias a los contratos bilaterales intragrupo como si se produjese la salida de un número relevante de comercializadoras debido a los motivos anteriormente mencionados, ello podría traducirse en una mayor concentración en la actividad de la comercialización. En esta dirección apunta el último informe sobre el mercado minorista de la electricidad de la CNMC, que indica que, a partir del segundo semestre de 2021, se observa una mayor concentración de las ventas de electricidad en las comercializadoras de mayor tamaño (CNMC, 2023c).

---

<sup>36</sup> A raíz de estos inconvenientes, la CNMC aprobó, en diciembre de 2021, modificaciones relacionadas con las garantías que deben aportar las comercializadoras (CNMC, 2021c).

<sup>37</sup> Cuando una comercializadora es inhabilitada para operar, sus clientes son traspasados a una comercializadora de referencia (véase artículo 47 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico).

## 4 El mecanismo ibérico y su efecto sobre los ingresos de las empresas eléctricas

A raíz de los fuertes incrementos de precios observados en el mercado ibérico de la electricidad, los Gobiernos de España y Portugal acordaron, con la aprobación previa de la Comisión Europea, la puesta en marcha de un mecanismo para limitar, entre el 15 de junio de 2022 y el 31 de diciembre de 2023, el coste asociado al gas que se utiliza en la generación eléctrica (en adelante, «el mecanismo»)<sup>38</sup>. El mecanismo estableció que las centrales de generación eléctrica basadas en combustibles fósiles<sup>39</sup> recibirían una transferencia —denominada «cuantía unitaria de ajuste»— por cada MWh de electricidad generado siempre que el precio observado del gas superase un precio de referencia preestablecido. En particular, la cuantía unitaria del ajuste ( $Y_i$ ) que recibe cada instalación «i», en euros por MWh generado, es igual a:

$$Y_i = \frac{(P_{GN} - P_{RGN})}{0,55}$$

donde  $P_{GN}$  es el precio observado del gas natural en el Mercado Ibérico del Gas (MIBGAS) y  $P_{RGN}$  es el precio de referencia del gas natural<sup>40</sup>. Dicha transferencia debe ser descontada en las ofertas que realizaran en el mercado mayorista de la electricidad las centrales afectadas (i. e., si el precio de oferta de una generadora «i» previo al ajuste es de  $P_i^*$  por cada MWh de electricidad, entonces deben ofertar  $P_i^* - Y_i$ ). Por tanto, se reduce el precio del mercado mayorista, ya que estas centrales son las que lo marcan, directa o indirectamente, en la mayoría de las horas (Pacce y Sánchez García, 2022). De esta forma, mientras esté vigente el mecanismo y los precios del gas superen a los precios de referencia establecidos<sup>41</sup>, el efecto del mecanismo sobre los precios del mercado mayorista será aproximadamente igual, en cada una de las horas, a la cuantía unitaria del ajuste. No obstante, ello no deja de ser una aproximación al efecto que tiene el mecanismo sobre los precios finales del mercado mayorista, ya que existen otras cuestiones de relevancia que son difíciles de aislar:

- Por un lado, no puede descartarse la posibilidad de que, al garantizar una retribución a las centrales de combustibles fósiles a través de la puesta en marcha del mecanismo, la configuración del *mix* energético se haya visto

38 En un principio, estaba previsto que el mecanismo estuviera en vigor hasta el 31 de mayo de 2023, pero se ha extendido su duración hasta finales de 2023 por medio del [RDL 3/2023](#), de 28 de marzo.

39 Estas son las centrales de ciclo combinado, las de cogeneración y aquellas que utilizan carbón en la generación. Entre las de cogeneración estaban afectadas en un primer momento solo aquellas que no se encontraban en el marco del régimen de retribución específico ([RDL 10/2022](#), 13 de mayo). A partir del 1 de octubre de 2022, las instalaciones de cogeneración incluidas en un régimen de retribución específico que renuncian a él también pueden acogerse al mecanismo, decisión que es reversible ([RDL 17/2022](#), de 20 de septiembre). Bajo el régimen específico, la retribución que reciben las instalaciones es igual al precio de venta en el mercado más una retribución a la operación y una retribución a la inversión, las dos últimas reguladas.

40 En concreto, el precio observado del gas se refiere al «precio medio ponderado de todas las transacciones en productos diarios con entrega al día siguiente de gas natural en el punto virtual de balance (PVB)» en el MIBGAS, mientras que el precio de referencia del mecanismo quedó fijado en 40 €/MWh hasta diciembre de 2022, para incrementarse sucesivamente hasta llegar a los 65 €/MWh en diciembre de 2023. La diferencia entre ambos precios se divide por 0,55, que es la referencia para estimar la eficiencia térmica de las centrales de ciclo combinado, lo que implica que serían necesarios 1,8 MWh de gas para la generación de 1 MWh de electricidad.

41 Desde el 26 de febrero de 2023 hasta la publicación de este informe, el precio de referencia ha estado por encima de los precios observados del gas y, por tanto, el mecanismo no ha estado operativo.

afectada respecto a un escenario contrafactual en el que el mecanismo no hubiese estado funcionando. Por ejemplo, en un primer momento se excluyeron gran parte de las instalaciones de cogeneración de la percepción del mecanismo del ajuste, motivo por el cual un número importante de ellas detuvieron su actividad en los primeros meses de la implementación del mecanismo, ya que el precio de la electricidad en el mercado mayorista quedaba por debajo de las ofertas que podían realizar<sup>42</sup>. La generación de esta fuente de energía eléctrica fue suplida, en gran parte, por medio de las instalaciones de ciclo combinado, lo que pudo afectar a los precios de casación del mercado mayorista.

- Por otro lado, un menor precio de mercado incentiva la demanda de electricidad desde el extranjero y esa mayor demanda también puede afectar al precio final. Pero incluso este efecto se ve limitado, ya que la demanda externa no puede superar a la capacidad de exportación de electricidad<sup>43</sup>. Entre las fronteras del mercado ibérico, la interconexión con Francia es la de mayor importancia y la que podría haber afectado al precio final del mercado mayorista. Si se asume que, en caso de no haber existido el mecanismo, el precio mayorista español habría sido igual al precio mayorista observado más la cuantía unitaria del ajuste, entonces podría concluirse que, en la práctica, este efecto también habría sido reducido. En el gráfico 6.1 se muestra la diferencia observada entre los precios de los mercados mayoristas francés y español, neta de la cuantía unitaria del ajuste en cada una de las horas desde el 15 de junio de 2022 hasta finales de 2022. Como puede observarse, en la mayoría de las horas —aproximadamente en el 70% de ellas— la diferencia observada entre los precios de ambos mercados fue superior a la de la cuantía del ajuste. Una posible interpretación de este resultado es que incluso en ausencia del mecanismo habría sido altamente probable que las exportaciones de electricidad a Francia hubiesen estado al máximo de su capacidad la mayor parte del tiempo, ya que el precio del mercado mayorista en España habría estado igualmente por debajo del francés en un alto porcentaje de horas. Esto se debe, fundamentalmente, a dos motivos: por un lado, los precios del mercado del gas MIBGAS han estado por debajo de los precios del mercado TFF (véase gráfico 1.2), lo que, *ceteris paribus*, genera menores precios de la electricidad en la península ibérica, y, por otro lado, el *mix* de generación en Francia se vio afectado por la parada no prevista de gran parte de su parque de generación nuclear, lo que obligó a este país a incrementar su demanda eléctrica externa. No obstante, esta interpretación debe tomarse con cautela,

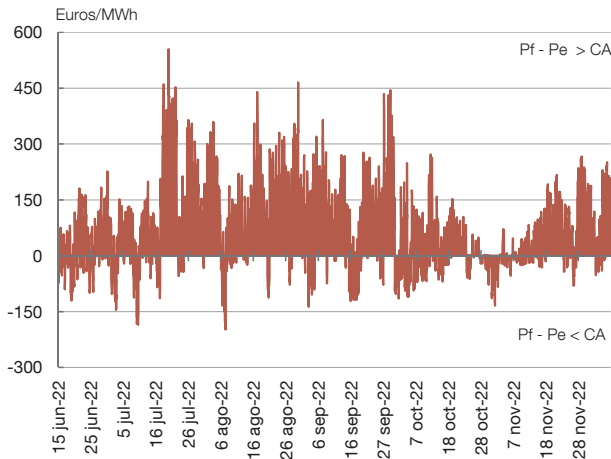
42 Gran parte de la cogeneración se encuentra bajo el régimen de retribución específica. Como se menciona en Rodríguez Rodríguez (2022), la retribución específica de la cogeneración tiene un diseño similar al de las instalaciones renovables, con la diferencia de que en el primer caso se reconoce el coste del combustible utilizado. El valor de referencia para el coste del combustible es actualizado por el Gobierno cada cierto tiempo.

43 De acuerdo con Agencia Internacional de la Energía (2023), estos efectos tuvieron un alcance limitado debido al bajo nivel de interconexión entre España y el resto de Europa.

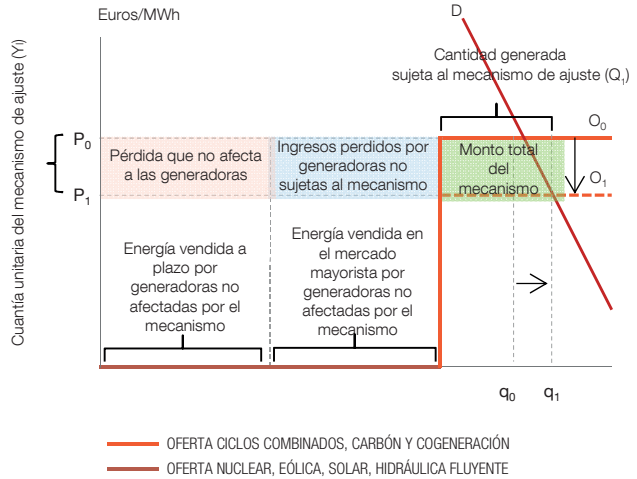


## DIFERENCIA DE PRECIOS ENTRE EL MERCADO ESPAÑOL Y EL FRANCÉS NETA DE LA CUANTÍA UNITARIA DEL AJUSTE E IMPACTO DEL MECANISMO DE AJUSTE SOBRE LOS INGRESOS DE LAS GENERADORAS ELÉCTRICAS

1 DIFERENCIA DE PRECIOS ENTRE EL MERCADO ESPAÑOL Y EL FRANCÉS MENOS CUANTÍA UNITARIA DEL MECANISMO EN CADA HORA (a)



2 EJEMPLO DE REDUCCIÓN EN EL PRECIO DE OFERTA Y DE MONTO TOTAL DEL MECANISMO DE AJUSTE DEBIDO AL TOPE EN EL COSTE DEL GAS PARA LA GENERACIÓN (b)



FUENTES: OMIE, ESIOS y Banco de España.

- a  $P_f$  y  $P_e$  se refieren a los precios en el mercado mayorista francés y en el español, respectivamente. CA se refiere a la cuantía unitaria del ajuste. Un valor positivo indica que la diferencia de precios entre el mercado mayorista francés y el español fue mayor que la cuantía unitaria del ajuste en la hora y día correspondientes. Un valor negativo significa que la diferencia de precios entre ambos mercados fue menor que la de la cuantía de ajuste, o que el precio del mercado francés fue inferior al del español.
- b El gráfico es un esquema simplificado para representar las pérdidas potenciales de las generadoras no sujetas al mecanismo y no debe interpretarse como una representación fiel de las curvas de oferta y de demanda del mercado eléctrico.

ya que depende de los supuestos realizados para estimar el escenario contrafactual<sup>44</sup>.

La financiación del mecanismo proviene, por un lado, de un cargo (o «coste del ajuste») pagado por aquellos consumidores españoles y portugueses (hogares, pymes o industrias) que pueden verse beneficiados por la medida. En España se identifica a dichos consumidores como aquellos con contratos indexados al precio mayorista de la electricidad (entre los que se encuentran aquellos con tarifa regulada o PVPC) y aquellos con contratos a precio fijo (o con cobertura a plazo a precio fijo) cuyos contratos se hubiesen renovado desde finales de abril de 2022<sup>45</sup>. De acuerdo con el Operador del Mercado Ibérico de Energía

44 Hidalgo Pérez, Collado Van-Baumberghen, Galindo y Mateo Escobar (2023) realizan una estimación de los precios del escenario contrafactual para España en función de los precios del gas observados para el mercado TTF. De acuerdo con sus conclusiones, entre mediados de septiembre y principios de diciembre el precio del mercado mayorista español habría estado, en ausencia del mecanismo, por encima del francés, mientras que en un gran número de días del resto de los meses de implementación del mecanismo habría ocurrido lo contrario (o se habrían igualado). Este resultado implica un mayor efecto del mecanismo sobre el aumento de las exportaciones a Francia de lo que se sugiere en el texto principal del presente documento. No obstante, debe tenerse en cuenta que desde el 26 de febrero y hasta el 30 de junio el mecanismo no estuvo activo, y, en ese período de tiempo, en el 80% de las horas el precio mayorista en España estuvo por debajo del precio del mercado mayorista francés o fue igual a él.

45 En marzo de 2023, en el momento de extender la duración del mecanismo hasta diciembre de 2023, se estableció que las compras de electricidad por medio de contratos de cobertura a precio fijo firmados antes del 7 de marzo de 2023 y con entrega entre el 1 de junio y el 31 de diciembre de 2023 estarían exentas de la financiación del mecanismo (RDL 3/2023, de 28 de marzo).

(OMIE), en junio de 2022 —en el momento de poner en funcionamiento el mecanismo— el 52,6 % de la energía comprada en el mercado ibérico debía financiar el coste del ajuste, siendo dicho porcentaje más elevado en España (55,5 %<sup>46</sup>) que en Portugal (37,3 %). En diciembre de 2022 dichos porcentajes eran del 63,4 % en el mercado ibérico, el 69,4 % en España y el 37,3 % en Portugal.

Por otro lado, la financiación del mecanismo proviene también de los ingresos adicionales generados a través de las mayores rentas de congestión<sup>47</sup> —ingresos relacionados con las exportaciones e importaciones de electricidad— derivados del intercambio comercial de electricidad con Francia y relacionados con la implementación del mecanismo. En el decreto de implementación del mecanismo se establece la forma en que el operador del sistema debe computar dichas rentas de congestión adicionales<sup>48</sup>. De acuerdo con OMIE, estas alcanzaron los 592,2 millones de euros en 2022, mientras que el monto total transferido a las centrales de generación fósil en el MIBEL debido al mecanismo fue de 7.255,2 millones de euros, es decir, el 8,2% de dichas transferencias totales correspondió a las rentas de congestión adicionales<sup>49</sup>. En todo caso, alternativamente al cómputo de las rentas de congestión adicionales descrito en el RDL 10/2022, de 13 de mayo, es posible estimar en cuánto se habrían incrementado las rentas de congestión debido a la implementación del mecanismo de ajuste. En particular, si nuevamente se asume que el precio mayorista español, en caso de no haber existido el mecanismo, habría sido igual al precio mayorista observado más la cuantía unitaria del ajuste, es posible aproximar el monto de las rentas de congestión adicionales multiplicando la cuantía unitaria del ajuste en cada una de las horas en las que la capacidad de exportación de electricidad con Francia estuvo saturada por las cantidades exportadas en dichas horas. Dado que las rentas de congestión se distribuyen en partes iguales entre los dos países, para obtener la parte correspondiente a España es necesario dividir el monto anterior entre dos<sup>50</sup>. Siguiendo esta metodología, entre el 15 de junio y el 31 de diciembre de 2022, las rentas de congestión adicionales habrían sido cercanas a los 620 millones de euros (monto no muy distinto al que se ha destinado para la financiación del mecanismo). La contrapartida de ello ha sido que la implementación del mecanismo habría dado lugar a una transferencia de rentas por un importe de alrededor de 620 millones desde los consumidores de la península ibérica hasta los consumidores franceses, ya que estos últimos no financian el mecanismo pero

46 Incluye la energía vendida a precio variable y la vendida a precio fijo en contratos que se renovaron entre finales de abril y junio de 2022. Nótese que este porcentaje es más elevado que el estimado por la CNMC con información hasta octubre de 2021 (CNMC, 2022a), que apuntaba que el 40 % de la energía se vendía a precio variable (véase cuadro 1).

47 Cuando las interconexiones entre dos países se encuentran al máximo de su capacidad, se establece el pago de las denominadas «rentas de congestión», cuya cuantía resulta de multiplicar las cantidades exportadas (o importadas) en cada hora de saturación del sistema por la diferencia de precios entre ambos mercados, rentas que se distribuyen entre ambos países en partes iguales. Véase [Resolución de 6 de mayo de 2021 de la CNMC](#).

48 En el [RDL 10/2022](#), de 13 de mayo, se establece que se consideran rentas adicionales el «valor de las rentas netas procedentes de las subastas mensuales de asignación de capacidad en frontera con Francia en cada mes con respecto al mismo mes del año anterior».

49 La diferencia fue abonada por unidades de adquisición españolas (5.968,2 millones de euros) y portuguesas (695,2 millones de euros). El mayor aporte de España tiene que ver, fundamentalmente, con su mayor consumo de electricidad. No obstante, el pago proporcional del mecanismo ha sido más alto en España, dado el mayor porcentaje de consumidores con contratos indexados al mercado mayorista.

50 Esta aproximación es similar a la propuesta en Rodríguez Rodríguez (2022).

se benefician de la reducción del precio en el mercado mayorista español. No obstante, cabe remarcar que este monto es aproximado y depende de los supuestos hechos para la estimación del escenario contrafactual.

Los menores precios observados en el mercado mayorista de la electricidad debido a la implementación del mecanismo significaron menores ingresos para aquellas instalaciones que no recibieron la cuantía unitaria del ajuste. En el gráfico 6.2 se muestra, de forma simplificada, cómo habría afectado el mecanismo a dichos ingresos. La disminución en el precio generada por el mecanismo —desde  $P_0$  a  $P_1$ , disminución igual a la cuantía unitaria del ajuste— genera un monto que retribuir a las generadoras que utilizan combustibles fósiles (área verde). La energía eléctrica vendida por el resto de las tecnologías no recibe dicha compensación, por lo que se genera una disminución del volumen económico de las compras negociadas<sup>51</sup> (sumas de áreas rosa y celeste), que entre el 15 de junio de 2022 y el 31 de diciembre de 2022 habría sido de alrededor de 5.500 millones de euros en el mercado mayorista español, aunque esta última es una aproximación tentativa, ya que los efectos indirectos del mecanismo no son tenidos en cuenta. Sin embargo, una parte significativa de la generación que no recibe la cuantía unitaria del ajuste se vende a plazo —a un precio establecido con anterioridad— y, por tanto, no se ve significativamente afectada por la disminución del precio mayorista (área rosa)<sup>52</sup>. Por ello, solo la parte de la energía eléctrica vendida por las tecnologías que no reciben la compensación y que se vende en el mercado mayorista al contado es la que se habría visto afectada por los menores precios en el mercado mayorista relacionados con la implementación del mecanismo. En otras palabras, la pérdida de ingresos podría ser aproximada por la cantidad de energía generada por las tecnologías que no percibieron la cuantía del ajuste neta de la cantidad de energía eléctrica vendida a plazo<sup>53</sup> multiplicada por la cuantía unitaria del ajuste en cada una de las horas. Si se realiza este cómputo, la pérdida de ingresos por parte de las generadoras de electricidad que no percibieron el ajuste habría alcanzado alrededor de 3.100 millones de euros en el mercado mayorista español entre el 15 de junio y el 31 de diciembre de 2022<sup>54</sup>, lo que representa aproximadamente un 15 % del volumen negociado en el mercado —teniendo en cuenta el pago del mecanismo de ajuste a las generadoras afectadas— en el mismo período de tiempo.

51 El volumen económico de las compras negociadas en el mercado mayorista en una hora determinada se obtiene de multiplicar el precio de mercado (€/MWh) por la cantidad transaccionada (MWh) de dicha hora. De la suma horaria de los volúmenes negociados se obtiene el volumen negociado diario, mensual o anual.

52 Como se observa en el gráfico 4.1, el mecanismo afectó fundamentalmente a los precios de renovación de los contratos a plazo con fecha de entrega menor al año.

53 Se asume que el porcentaje de energía vendida a plazo es del 52 %, punto intermedio entre el 59 % estimado por la CMNC en octubre de 2021 (véase cuadro 1) y el 45 % que puede aproximarse teniendo en cuenta la proporción de electricidad que no financió la parte proporcional de la cuantía del ajuste en el primer mes de su implementación en España. Esta última es una aproximación de mínimos, ya que en el primer mes de implementación de la medida pagaron el mecanismo del ajuste todos los contratos a precio fijo que se renovaron desde finales de abril, en mayo y a lo largo de junio. Para restar la energía vendida a plazo del total de la energía generada, se considera el «Programa diario base de funcionamiento» de OMIE, que tiene en cuenta la energía negociada en el mercado mayorista y la energía vendida a través de contratos bilaterales (que no pasa por el mercado mayorista).

54 Esta cifra puede variar entre los 1.800 millones y los 4.400 millones de euros si se asume que el porcentaje de energía vendida a plazo en España es, respectivamente, el 59 % o el 45 % del total (véase nota al pie 53).

## 5 La minoración del exceso de retribución surgido como consecuencia del aumento del precio del gas y el gravamen temporal a las energéticas

En Europa, numerosos Gobiernos han propuesto o aprobado medidas orientadas a aminorar los efectos de los incrementos de precios de los mercados mayoristas de la electricidad sobre la renta de los hogares o sobre la estructura de costes de las distintas ramas de la economía (véase cuadro 2)<sup>55</sup>. En este marco, en España, además del mecanismo ibérico, se han aprobado diversas medidas desde junio de 2021<sup>56</sup>. Entre ellas, existe una que, en un primer momento, influía de forma directa y significativa en los resultados de las principales compañías de electricidad en España: la minoración del exceso de retribución de las centrales de generación eléctrica no emisoras de CO<sub>2</sub> causado por los mayores precios del gas natural<sup>57</sup>. Esta minoración afectaba, principalmente, a las tecnologías de generación hidráulica y nuclear<sup>58</sup>, reduciendo sus ingresos obtenidos entre el 16 de septiembre de 2021 y el 31 de marzo de 2022<sup>59</sup>. En el momento de su publicación, el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico estimaba que la medida recaudaría alrededor de 2.600 millones<sup>60</sup>, que se utilizarían para financiar la reducción de uno de los componentes de la factura eléctrica del consumidor minorista<sup>61</sup>.

En un principio, se incluyó en la minoración del exceso de retribución el grueso de la electricidad vendida a plazo, que no se veía afectada de forma directa por los movimientos de precio del mercado al contado<sup>62</sup>, pero la norma fue modificada a través del [RDL 23/2021](#), de 26 de octubre. A partir de los cambios introducidos se excluyó de la minoración del

55 La Comisión Europea ha publicado también una serie de recomendaciones de medidas que los Gobiernos podrían adoptar para hacer frente al incremento de precios de la electricidad. Véase Comisión Europea (2021).

56 Se focalizaron, fundamentalmente, en abaratar, de forma directa, la factura eléctrica de los consumidores. Así, en junio de 2021 se redujo el IVA a los consumidores minoristas (del 21 % al 10 %) y se suspendió el cobro del impuesto a la producción eléctrica que repercute directamente sobre el precio del mercado mayorista. En septiembre de ese año se redujeron los cargos y el impuesto especial a la electricidad (del 5,11 % al 0,5 %). En julio de 2022 se rebajó el IVA desde el 10 % hasta el 5 %. Para mayor detalle de las medidas implementadas, su coste y efectos sobre la actividad y los precios, véase Banco de España (2023b).

57 Véase [RDL 17/2021](#), de 14 de septiembre.

58 Inicialmente, quedaban excluidas de dicha minoración las instalaciones de los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares, las instalaciones de generación que perciben un régimen retributivo específico (renovables, cogeneración y residuos), y las instalaciones de tamaño reducido (menos de 10 MW). Existen, no obstante, instalaciones fotovoltaicas y eólicas que no cumplen estos requisitos y que no se encuentran excluidas del pago de la minoración. Para un detalle pormenorizado de las implicaciones de la medida y su forma de aplicación, véase Rodríguez Rodríguez (2021).

59 En el RDL se detalla la fórmula de cálculo del exceso de retribución que deben devolver las generadoras y, entre otras cuestiones, se establece que la minoración de beneficios se aplique siempre que el precio del gas natural se encuentre por encima de la cota de los 20 euros/MWh en el promedio del mes a liquidar. La cota establecida en 20 euros/MWh se ha justificado con base en que este último valor es el que aproxima al precio promedio del MIBGAS desde su puesta en funcionamiento en 2017. El precio del gas natural, medido a través del índice MIBGAS, ha superado los 20 euros/MWh, en el promedio mensual, en todos los meses desde marzo de 2021.

60 Véase [Nota de prensa](#) de 14 de septiembre del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

61 En concreto, el Gobierno redujo el componente de «cargos del sistema eléctrico» —desde la entrada en vigor del [RDL 17/2021](#) y hasta el 31 de diciembre de 2021— en un 96 % respecto a agosto de 2021. Lo recaudado a través de dicho componente se destina a financiar distintos costes regulados, como la financiación de las energías renovables, el sobrecoste de producir electricidad en los territorios no peninsulares o el pago de las anualidades del déficit acumulado de tarifa eléctrica. Una parte de la reducción del 96 % de los cargos se financiaría también con los mayores ingresos provenientes de las subastas de derechos de emisión de gases de efecto invernadero.

62 A los pocos días de la publicación del [RDL 17/2021](#), de 14 de septiembre, el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, como respuesta a una consulta a Red Eléctrica de España (operador del sistema), publicó una nota aclaratoria en la que se exponía que se encontraba también exenta la energía cubierta por algún instrumento de contratación a plazo y a precio fijo, siempre que no implicara un contrato entre un generador y una empresa del mismo grupo empresarial (Rodríguez Rodríguez, 2021). Es decir, las principales empresas del sector eléctrico —y, por tanto, la mayor parte de la contratación a plazo— no se veían eximidas de la minoración del exceso de retribución.

Cuadro 2

**POLÍTICAS NACIONALES PARA PROTEGER A LOS CONSUMIDORES DEL AUMENTO DE LOS PRECIOS DE LA ENERGÍA**

	Reducción del IVA / impuesto a la energía	Regulación del precio minorista	Regulación del precio del mercado mayorista	Transferencias a grupos vulnerables	Mandato a empresas propiedad del Estado	Impuesto a los beneficios extraordinarios	Apoyo a las empresas
Austria	x	x		x		x	x
Alemania	x	x		x		x	x
Bélgica	x	x		x		x	x
Dinamarca	x	x		x		x	x
España	x	x	x	x		x	x
Finlandia	x			x		x	x
Francia	x	x	x	x	x	x	x
Grecia	x	x		x	x	x	x
Irlanda	x			x		x	x
Italia	x			x		x	x
Noruega	x	x		x		x	x
Países Bajos	x	x		x		x	x
Polonia	x	x		x		x	x
Portugal	x	x	x	x	x	x	x
Reino Unido	x	x		x		x	x
Suecia	x	x		x		x	x

FUENTE: Sgaravatti, Tagliapietra y Zachmann (2021).

exceso de retribución toda la energía eléctrica cubierta por algún tipo de contratación a plazo y con precio fijo, tanto para los contratos firmados con anterioridad a la entrada en vigor del **RDL 17/2021**, de 14 de septiembre, como para los firmados con posterioridad siempre que el plazo de cobertura fuese igual o superior a un año<sup>63</sup>. Así, el monto potencial que recaudar a través de la minoración del exceso de retribución consecuencia del incremento del precio del gas se redujo significativamente.

En marzo de 2022, con la publicación del **RDL 6/2022**, de 29 de marzo, se extendió el plazo de validez de la medida hasta el 30 de junio de 2022, al tiempo que se modificó el alcance de la norma, ya que se cambió la regla de exención de la minoración del exceso de retribución sobre la energía eléctrica vendida a plazo, de modo que quedó excluida solo la electricidad vendida en los mercados a plazo con un plazo igual o superior a un año y a un precio inferior a 67 euros/MWh. Asimismo, para las coberturas intragrupo se estableció, a partir de la publicación del RDL, que el precio a tener en cuenta para la venta a plazo sería el precio final repercutido al consumidor por la comercializadora del grupo. Posteriormente se ha prorrogado la medida, primero hasta finales de 2022 (**RDL 11/2022**, de 25 de junio) y luego hasta el 31 de diciembre de 2023 (**RDL 18/2022**, de 18 de octubre).

Como se menciona en Rodríguez Rodríguez (2022), los ingresos obtenidos a través de esta medida se han transferido al sistema de liquidación de las obligaciones de

<sup>63</sup> También se excluyó, en los contratos a plazo firmados con indexación parcial, la energía eléctrica equivalente de la parte del contrato no indexada. Véase **RDL 23/2021**, de 26 de octubre de 2021.

pago y derechos de cobro que se utilizan para retribuir los costes regulados del sector eléctrico y que gestiona la CNMC. De acuerdo con CNMC (2022c, 2023b), en sus informes de la liquidación definitiva de 2021 y la liquidación provisional de 2022 del sector eléctrico, el monto recaudado en 2021 a través de la medida fue de 131,8 millones de euros, y de 370,4 millones de euros en 2022.

Para comprender por qué la cuantía recaudada fue significativamente menor que la prevista en el momento de la publicación del [RDL 17/2021](#), de 14 de septiembre, debe tenerse en cuenta no solo la estructura de generación con fuentes de energía hidráulica y nuclear, sino también la relevancia de la energía eléctrica vendida a plazo por este tipo de tecnologías.

En España, cerca de un tercio de la generación eléctrica proviene de las centrales nucleares e hidráulicas (véase gráfico 7.1). A su vez, el grueso de esta generación se distribuye entre los principales grupos empresariales del sector. En particular, de acuerdo con los datos obtenidos del OMIE, en el caso de la energía nuclear, el 100 % de la generación se distribuye entre dichos grupos. No obstante, dos de dichas compañías generan aproximadamente el 90 % del total. En 2022, por ejemplo, Endesa e Iberdrola supusieron, respectivamente, el 47,2 % y 42,8 % de la energía generada por las centrales nucleares, mientras que la generación restante correspondió al grupo Naturgy (7,9 %) y a EDP (2,1 %) (véase gráfico 7.2). En el caso de la energía hidráulica, el número de compañías que participan de la generación se incrementa ligeramente. Sin embargo, también en este caso son Endesa e Iberdrola los grupos que destacan en el porcentaje de generación de este tipo de energía, y en 2022 supusieron, respectivamente, alrededor de un 25 % y un 47 % del total de la energía hidráulica generada (véase gráfico 7.3). Tras estas dos compañías, las de mayor relevancia en la generación hidráulica fueron Naturgy (8,5 %), Repsol (7,4 %), Acciona (7,3 %) y EDP (2,8 %).

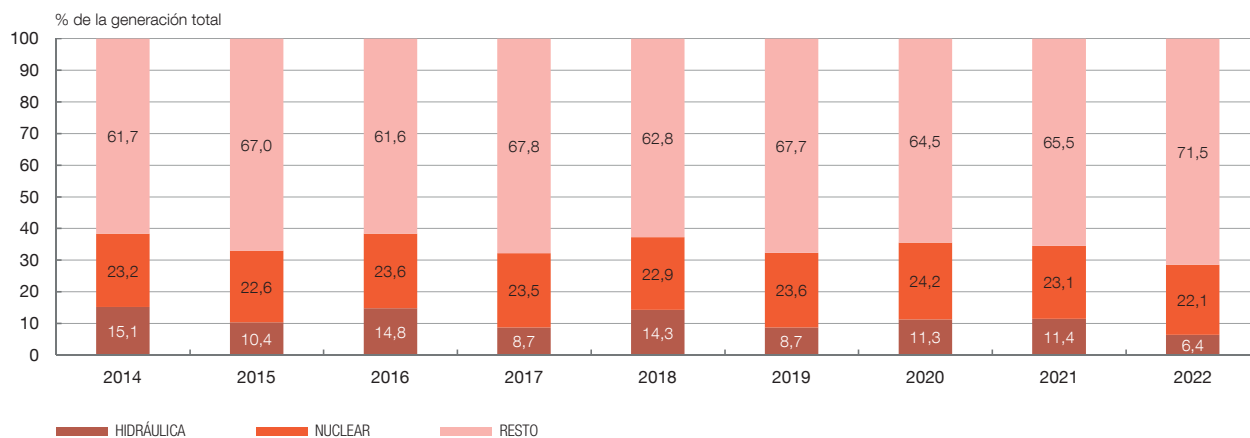
De las cifras anteriores se desprende que el grueso de la energía potencialmente afectada por la minoración del exceso de retribución asociado a los mayores precios del gas habría sido producido, sobre todo, por los principales grupos del sector. No obstante, como ya se ha mencionado, la medida no afectó de forma significativa a la energía eléctrica vendida a plazo, al menos hasta marzo de 2022. Dado que la información pública respecto de los contratos de venta firmados a plazo es escasa, una posible aproximación de mínimos a las ventas a plazo de la energía nuclear e hidráulica proviene de la energía eléctrica vendida a través de los contratos bilaterales intragrupo<sup>64</sup> (ello no implica que, adicionalmente, una parte significativa de la energía que pasa por el mercado al contado no esté cubierta por algún tipo de cobertura a plazo). En todo caso, a partir de los datos de OMIE es posible diferenciar, para la energía eléctrica generada por las tecnologías nuclear e hidráulica, qué porcentaje se destinó a los mencionados contratos intragrupo. En 2022,

<sup>64</sup> La energía vendida a través de los contratos bilaterales intragrupo puede no pasar por el mercado mayorista de la electricidad y, por tanto, no se ve afectada por sus variaciones de precios. Es lógico asumir que la energía adquirida por las comercializadoras del grupo a través de estos contratos es la que se utiliza, en parte, como cobertura para cumplir con los contratos de venta de electricidad a precio fijo.

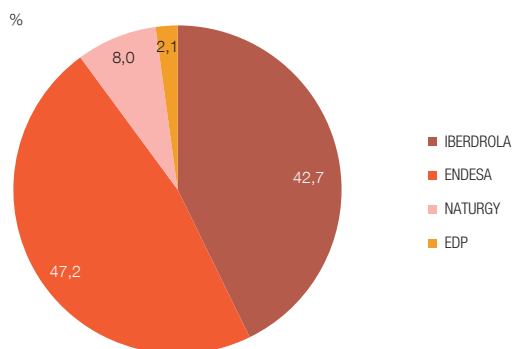
Gráfico 7

**EN TORNO A UN TERCIO DE LA GENERACIÓN TOTAL DE LA ENERGÍA EN ESPAÑA SE REALIZA A TRAVÉS DE LAS TECNOLOGÍAS NUCLEAR E HIDRÁULICA Y SE CONCENTRA EN UNAS POCAS COMPAÑÍAS**

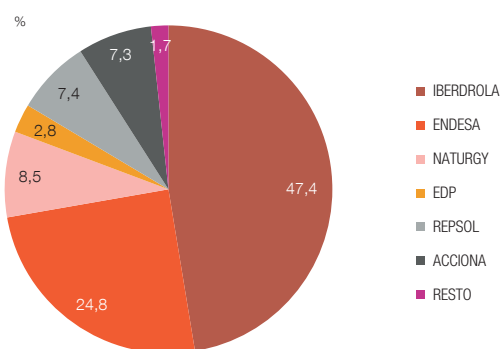
**1 ESTRUCTURA DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA EN ESPAÑA**



**2 GENERACIÓN ELÉCTRICA CON BASE EN LA TECNOLOGÍA NUCLEAR. PORCENTAJE DE LAS PRINCIPALES COMPAÑÍAS EN 2022**



**3 GENERACIÓN ELÉCTRICA CON BASE EN LA TECNOLOGÍA HIDRÁULICA. PORCENTAJE DE LAS PRINCIPALES COMPAÑÍAS EN 2022**



FUENTE: OMIE.

NOTA: Los porcentajes están basados en la información proveniente del «Programa diario base de funcionamiento» de OMIE.

el 91,5% de la energía nuclear generada fue vendida a través de contratos bilaterales intragrupo, porcentaje que alcanzó el entorno del 72% en el caso de la generación hidráulica de los cuatro principales grupos empresariales.

En adición a la medida anteriormente descrita, el 27 de diciembre de 2022 se publicó la **Ley 38/2022**, que establecía, entre otras medidas, un gravamen temporal sobre empresas energéticas. Dicho gravamen se fija sobre la cifra neta de negocios de los años 2022 y 2023 y afecta fundamentalmente a las empresas eléctricas, gasistas y petroleras cuya cifra neta de negocios fuera, en 2019, superior a los 1.000 millones de euros. Es decir, el gravamen recaería sobre las principales empresas del sector. El tipo impositivo, del 1,2%, se aplica sobre la cifra neta de negocios teniendo en cuenta únicamente las actividades desarrolladas por las compañías en territorio español y excluyendo la parte de la cifra de negocios generada por las actividades reguladas. Está exclusión es de particular

importancia en el sector eléctrico, ya que, como se ha mencionado con anterioridad, por un lado, las actividades de transporte y distribución son reguladas y, por otro lado, una parte considerable del negocio de la comercialización se realiza bajo tarifa regulada (PVPC). La recaudación por el primer pago de este gravamen temporal sobre la actividad de las empresas energéticas alcanzó los 817,4 millones de euros, pago que anticipa el 50 % del total a pagar en 2023<sup>65</sup>. Es decir, el gravamen alcanzaría en torno a los 1.600 millones de euros en 2023, y probablemente también en 2024. No obstante, debe tenerse en cuenta que en esta cuantificación no se incluyen únicamente las empresas eléctricas, sino también las gasistas y las petroleras<sup>66</sup>.

---

<sup>65</sup> Véase [Nota de prensa](#) del Ministerio de Hacienda y Función Pública de 21 de febrero de 2023.

<sup>66</sup> De acuerdo con la información surgida en prensa en los últimos días de febrero de 2023 con base en declaraciones de los propios grupos empresariales, Naturgy abonaría en torno a 300 millones de euros en 2023 correspondientes a las operaciones de 2022, Iberdrola y Endesa en torno a 200 millones de euros, y EDP en torno a 50 millones de euros. Cabe aclarar que lo abonado por estos cuatro grupos empresariales no corresponde únicamente a sus actividades en el sector eléctrico.



## 6 Conclusiones

Los altos precios observados en el mercado mayorista de la electricidad en 2021 y 2022 han afectado de forma heterogénea a las empresas del sector. El signo, la magnitud y la persistencia del impacto se relacionan, fundamentalmente, con la actividad ejercida por las distintas empresas y con su grado de integración vertical.

Las empresas generadoras de electricidad han aumentado sus resultados de explotación desde la primavera de 2021, tanto por el incremento de precios en el mercado mayorista al contado como por los mayores precios de sus ventas a plazo. En los primeros meses de los incrementos de precios, las empresas comercializadoras enfrentaron dificultades para realizar su actividad debido a la existencia de un importante porcentaje de sus ventas realizadas a precio fijo. Sin embargo, las sucesivas renovaciones de contratos con sus clientes han ayudado a que dichas dificultades hayan sido cada vez menores. En todo caso, existe una gran heterogeneidad dentro de esta actividad, siendo las comercializadoras integradas verticalmente las que menos problemas han tenido para operar, debido, por un lado, a las mayores facilidades para comprar energía a plazo por medio de contratos bilaterales intragrupo y, por otro lado, al hecho de verse menos afectadas por los incrementos en las garantías requeridas para la compra de energía a plazo.

En este contexto de fuertes incrementos de ingresos de las empresas generadoras de electricidad, se han establecido diversas medidas, en principio transitorias, para limitarlos. En España destacan el mecanismo ibérico de la electricidad (cuyo objetivo fundamental es limitar el incremento de precios del mercado mayorista de la electricidad ligado a la evolución del precio del gas), la minoración del exceso de retribución surgido como consecuencia de la elevación del precio del gas (establecida por el Gobierno a finales de 2021) y el gravamen temporal a las energéticas (vigente en los ejercicios 2022 y 2023). El impacto de estas medidas sobre los resultados de explotación de las distintas empresas eléctricas también habría estado marcado por una alta heterogeneidad.

## Bibliografía

- Agencia Internacional de la Energía. (2023). *Electricity Market Report 2023*. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/255e9c8a-da84-4681-8c1f-458ca1a3d9ca/ElectricityMarketReport2023.pdf>
- Banco de España. (2023a). "Capítulo 4. España y la Unión Europea frente a la crisis energética: ajuste a corto plazo y retos pendientes". En Banco de España, *Informe Anual 2022*, pp. 201-239. <https://repositorio.bde.es/handle/123456789/29658>
- Banco de España. (2023b). "Recuadro 1.1. El impacto macroeconómico de las medidas de apoyo frente al repunte de la inflación y la crisis energética". En Banco de España, *Informe Anual 2022*, pp. 73-76. <https://repositorio.bde.es/handle/123456789/29655>
- Comisión Europea. (2007). *Comunicación de la Comisión al Consejo Europeo y al Parlamento Europeo: una política energética para Europa*, de 10 de enero. COM(2007) 1 final. <https://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2007:0001:FIN:ES:PDF>
- Comisión Europea. (2021). *Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social y al Comité de las regiones: un conjunto de medidas de actuación y apoyo para hacer frente al aumento de los precios de la energía*, de 13 de octubre. COM(2021) 660 final. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:52021DC0660&from=EN>
- Comisión Europea. (2022a). *Save Gas for a Safe Winter: Commission proposes gas demand reduction plan to prepare EU for supply cuts* [Nota de prensa], de 20 de julio. [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip\\_22\\_4608](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_22_4608)
- Comisión Europea. (2022b). *Energy prices: Commission proposes emergency market intervention to reduce bills for Europeans* [Nota de prensa], de 14 de septiembre. [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP\\_22\\_5489](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP_22_5489)
- Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. (2021a). *Acuerdo por el que se emite informe relativo a la estructura, liquidez y profundidad de los mercados de electricidad a plazo en España*, de 6 de mayo, INF/DE/016/20. <https://www.cnmec.es/sites/default/files/3597649.pdf>
- Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. (2021b). *Boletín anual de mercados a plazo de energía eléctrica en España (Balance 2020)*, de 6 de mayo, IS/DE/003/20. [https://www.cnmec.es/sites/default/files/3498804\\_0.pdf](https://www.cnmec.es/sites/default/files/3498804_0.pdf)
- Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. (2021c). *La CNMC modifica varios procedimientos para mejorar el funcionamiento del sistema eléctrico en un contexto de precios elevados* [Nota de prensa], de 14 de diciembre. [https://www.cnmec.es/sites/default/files/editor\\_contenidos/Notas%20de%20prensa/2021/20211214\\_NP\\_DCOOR.pdf](https://www.cnmec.es/sites/default/files/editor_contenidos/Notas%20de%20prensa/2021/20211214_NP_DCOOR.pdf)
- Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. (2022a). *Informe de supervisión de los mercados minoristas de gas y electricidad. Año 2020 y avance sobre la situación de crisis energética actual*, de 8 de marzo, IS/DE/027/21. <https://www.cnmec.es/sites/default/files/3981989.pdf>
- Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. (2022b). *Boletín anual de mercados a plazo de energía eléctrica en España (Balance 2021)*, de 24 de marzo, IS/DE/003/21. <https://www.cnmec.es/sites/default/files/4003418.pdf>
- Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. (2022c). *Informe sobre la liquidación definitiva de 2021 del sector eléctrico*, de 24 de noviembre, LIQ/DE/007/22. <https://www.boe.es/buscar/pdf/2022/BOE-A-2022-17040-consolidado.pdf>
- Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. (2022d). *Informe sobre la liquidación definitiva de 2021 del sector eléctrico*, de 24 de noviembre, LIQ/DE/007/22. <https://www.cnmec.es/sites/default/files/4448078.pdf>
- Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. (2023a). *Informe de supervisión del mercado peninsular mayorista al contado de electricidad. Año 2021*, de 13 de abril, IS/DE/013/22. <https://www.cnmec.es/sites/default/files/4638493.pdf>
- Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. (2023b). *Informe sobre la liquidación provisional 14/2022 del sector eléctrico. Análisis de los resultados y de los desvíos respecto de la previsión anual de los ingresos y costes del sistema eléctrico*, de 20 de abril, LIQ/DE/001/22. <https://www.cnmec.es/sites/default/files/4667722.pdf>
- Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. (2023c). *Informe de supervisión de los mercados minoristas de gas y electricidad. Año 2021 y avance 2022*, de 11 de mayo, IS/DE/027/22. <https://www.cnmec.es/sites/default/files/4692868.pdf>
- Enagas (2023). *Boletín Estadístico. Diciembre 2022*, de 10 de enero. <https://www.enagas.es/content/dam/enagas/es/ficheros/gestion-tecnica-sistema/energy-data/publicaciones/boletin-estadistico-del-gas/Boletin-Estadistico-Gas-diciembre-2022.pdf>

- Hidalgo Pérez, Manuel, Natalia Collado Van-Baumberghen, Jorge Galindo y Ramón Mateo Escobar. (2023). “Los efectos del tope al gas en los precios, la inflación y el consumo seis meses después”. *EsadeEcPol Policy Insight*, No. 43, Esade. <https://www.esade.edu/ecpol/es/publicaciones/los-efectos-del-tope-al-gas-en-los-precios-la-inflacion-y-el-consumo-seis-meses-despues/>. <https://doi.org/10.56269/MHP20230131>
- OMIClear. (2022). *Annual report and accounts 2021*. [https://www.omiclear.pt/sites/default/files/2022-05/omiclear\\_ra2021\\_eng\\_017.pdf](https://www.omiclear.pt/sites/default/files/2022-05/omiclear_ra2021_eng_017.pdf)
- Pacce, Matías José, Isabel Sánchez García y Marta Celia Suárez-Varela Maciá. (2021). “El papel del coste de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> y del encarecimiento del gas en la evolución reciente de los precios minoristas de la electricidad en España”. Documentos Ocasionales, 2120, Banco de España. <https://repositorio.bde.es/handle/123456789/17351>
- Pacce, Matías José, e Isabel Sánchez García. (2022). “Recuadro 4. El impacto sobre la inflación del mecanismo de limitación del precio del gas en el mercado ibérico”. *Boletín Económico – Banco de España*, 2/2022, pp. 26-28. <https://repositorio.bde.es/handle/123456789/21570>
- Rodríguez Rodríguez, Diego. (2021). “Una nota sobre las nuevas medidas de choque para bajar el precio de la electricidad”. *Fedea Policy Papers*, 2021/10. [https://documentos.fedea.net/pubs/fpp/2021/10/FPP2021-10.pdf?utm\\_source=wordpress&utm\\_medium=portada&utm\\_campaign=estudio](https://documentos.fedea.net/pubs/fpp/2021/10/FPP2021-10.pdf?utm_source=wordpress&utm_medium=portada&utm_campaign=estudio)
- Rodríguez Rodríguez, Diego. (2022). “Un año de intervenciones regulatorias en electricidad y gas: un análisis de situación”. *Fedea Apuntes*, 2022/27. <https://documentos.fedea.net/pubs/ap/2022/ap2022-27.pdf>
- Sgaravatti, Giovanni, Simone Tagliapietra, Cecilia Trasi y Georg Zachmann. (2021). *National policies to shield consumers from rising energy prices*. Bruegel Datasets, first published 4 November. <https://www.bruegel.org/dataset/national-policies-shield-consumers-rising-energy-prices>
- Villaplana, Pablo, y Álvaro Cartea. (2011). “Un análisis de la evolución de los precios a plazo de energía eléctrica en España”. En *Los nuevos mercados energéticos*, pp. 193-242. Fundación de Estudios Financieros.

## PUBLICACIONES DEL BANCO DE ESPAÑA

### DOCUMENTOS OCASIONALES

- 2130 PABLO HERNÁNDEZ DE COS: Comparecencias ante la Comisión de Presupuestos del Congreso de los Diputados, el 25 de octubre de 2021, y ante la Comisión de Presupuestos del Senado, el 30 de noviembre de 2021, en relación con el Proyecto de Presupuestos Generales del Estado para 2022. (Existe una versión en inglés con el mismo número).
- 2131 LAURA AURIA, MARKUS BINGMER, CARLOS MATEO CAICEDO GRACIANO, CLÉMENCE CHARAVEL, SERGIO GAVILÁ, ALESSANDRA IANNAMORELLI, AVIRAM LEVY, ALFREDO MALDONADO, FLORIAN RESCH, ANNA MARIA ROSSI y STEPHAN SAUER: Overview of central banks' in-house credit assessment systems in the euro area.
- 2132 JORGE E. GALÁN: CREWS: a CAMELS-based early warning system of systemic risk in the banking sector.
- 2133 ALEJANDRO FERNÁNDEZ CERESO y JOSÉ MANUEL MONTERO: Un análisis sectorial de los retos futuros de la economía española.
- 2201 MANUEL A. PÉREZ ÁLVAREZ: Nueva asignación de derechos especiales de giro. (Existe una versión en inglés con el mismo número).
- 2202 PILUCA ALVARGONZÁLEZ, MARINA GÓMEZ, CARMEN MARTÍNEZ-CARRASCAL, MYROSLAV PIDKUYKO y ERNESTO VILLANUEVA: Analysis of labor flows and consumption in Spain during COVID-19.
- 2203 MATÍAS LAMAS y SARA ROMANIEGA: Elaboración de un índice de precios para el mercado inmobiliario comercial de España. (Existe una versión en inglés con el mismo número).
- 2204 ÁNGEL IVÁN MORENO BERNAL y TERESA CAMINERO GARCÍA: Analysis of ESG disclosures in Pillar 3 reports. A text mining approach.
- 2205 OLYMPIA BOVER, LAURA CRESPO y SANDRA GARCÍA-URIBE: El endeudamiento de los hogares en la Encuesta Financiera de las Familias y en la Central de Información de Riesgos: un análisis comparativo. (Existe una versión en inglés con el mismo número).
- 2206 EDUARDO GUTIÉRREZ, ENRIQUE MORAL-BENITO y ROBERTO RAMOS: Dinámicas de población durante el COVID-19. (Existe una versión en inglés con el mismo número).
- 2207 JULIO GÁLVEZ: Measuring the equity risk premium with dividend discount models.
- 2208 PILAR CUADRADO, MARIO IZQUIERDO, JOSÉ MANUEL MONTERO, ENRIQUE MORAL-BENITO y JAVIER QUINTANA: El crecimiento potencial de la economía española tras la pandemia. (Existe una versión en inglés con el mismo número).
- 2209 PANA ALVES, SERGIO MAYORDOMO y MANUEL RUIZ-GARCÍA: La financiación empresarial en los mercados de renta fija: la contribución de la política monetaria a mitigar la barrera del tamaño. (Existe una versión en inglés con el mismo número).
- 2210 PABLO BURRIEL, IVÁN KATARYNIUK y JAVIER J. PÉREZ: Computing the EU's SURE interest savings using an extended debt sustainability assessment tool.
- 2211 LAURA ÁLVAREZ, ALBERTO FUERTES, LUIS MOLINA y EMILIO MUÑOZ DE LA PEÑA: La captación de fondos en los mercados internacionales de capitales en 2021. (Existe una versión en inglés con el mismo número).
- 2212 CARLOS SANZ: El peso del sector público en la economía: resumen de la literatura y aplicación al caso español.
- 2213 LEONOR DORMIDO, ISABEL GARRIDO, PILAR L'HOTELLERIE-FALLOIS y JAVIER SANTILLÁN: El cambio climático y la sostenibilidad del crecimiento: iniciativas internacionales y políticas europeas. (Existe una versión en inglés con el mismo número).
- 2214 CARMEN SÁNCHEZ y JARA QUINTANERO: Las empresas *fintech*: panorama, retos e iniciativas.
- 2215 MARÍA ALONSO, EDUARDO GUTIÉRREZ, ENRIQUE MORAL-BENITO, DIANA POSADA, PATROCINIO TELLO-CASAS y CARLOS TRUCHARTE: La accesibilidad presencial a los servicios bancarios en España: comparación internacional y entre servicios. (Existe una versión en inglés con el mismo número).
- 2216 BEATRIZ GONZÁLEZ, ENRIQUE MORAL-BENITO e ISABEL SOLER: Schumpeter Meets Goldilocks: the Scarring Effects of Firm Destruction.
- 2217 MARIO ALLOZA, JÚLIA BRUNET, VÍCTOR FORTE-CAMPOS, ENRIQUE MORAL-BENITO y JAVIER J. PÉREZ: El gasto público en España desde una perspectiva europea. (Existe una versión en inglés con el mismo número).
- 2218 PABLO AGUILAR, BEATRIZ GONZÁLEZ y SAMUEL HURTADO: Carbon tax sectoral (CATS) model: a sectoral model for energy transition stress test scenarios.
- 2219 ALEJANDRO MUÑOZ-JULVE y ROBERTO RAMOS: Estimación del impacto de variaciones en el período de cálculo de la base reguladora sobre la cuantía de las nuevas pensiones de jubilación. (Existe una versión en inglés con el mismo número).
- 2220 LUIS ÁNGEL MAZA: Una estimación de la huella de carbono en la cartera de préstamos a empresas de las entidades de crédito en España. (Existe una versión en inglés con el mismo número).

- 2221 SUSANA MORENO SÁNCHEZ: The EU-UK relationship: regulatory divergence and the level playing field.
- 2222 ANDRÉS ALONSO-ROBISCO y JOSÉ MANUEL CARBÓ: Inteligencia artificial y finanzas: una alianza estratégica.
- 2223 LUIS FERNÁNDEZ LAFUERZA, MATÍAS LAMAS, JAVIER MENCÍA, IRENE PABLOS y RAQUEL VEGAS: Análisis de la capacidad de uso de los colchones de capital durante la crisis generada por el COVID-19. (Existe una versión en inglés con el mismo número).
- 2224 SONSOLES GALLEGO, ISABEL GARRIDO e IGNACIO HERNANDO: Las líneas del FMI para aseguramiento y prevención de crisis y su uso en Latinoamérica (Existe una versión en inglés con el mismo número).
- 2301 LAURA HOSPIDO, CARLOS SANZ y ERNESTO VILLANUEVA: Air pollution: a review of its economic effects and policies to mitigate them.
- 2302 IRENE MONASTEROLO , MARÍA J. NIETO y EDO SCHETS: The good, the bad and the hot house world: conceptual underpinnings of the NGFS scenarios and suggestions for improvement.
- 2303 IADRÍAN LÓPEZ GONZÁLEZ: Inteligencia artificial aplicada al control de calidad en la producción de billetes.
- 2304 BELÉN AROCA MOYA: Conceptos, fundamentos y herramientas de neurociencia, y su aplicación al billete.
- 2305 MARÍA ALONSO, EDUARDO GUTIÉRREZ, ENRIQUE MORAL-BENITO, DIANA POSADA y PATROCINIO TELLO-CASAS: Un repaso de las diversas iniciativas desplegadas a nivel nacional e internacional para hacer frente a los riesgos de exclusión financiera.
- 2306 JOSÉ LUIS ROMERO UGARTE, ABEL SÁNCHEZ MARTÍN y CARLOS MARTÍN RODRÍGUEZ: Alternativas a la evolución de la operativa bancaria mayorista en el Eurosistema.
- 2307 HENRIQUE S. BASSO, OURANIA DIMAKOU and MYROSLAV PIDKUYKO: How inflation varies across Spanish households.
- 2308 LAURA CRESPO, NAJIBA EL AMRANI, CARLOS GENTO y ERNESTO VILLANUEVA: Heterogeneidad en el uso de los medios de pago y la banca *online*: un análisis a partir de la Encuesta Financiera de las Familias (2002-2020).
- 2309 HENRIQUE S. BASSO, OURANIA DIMAKOU y MYROSLAV PIDKUYKO: How consumption carbon emission intensity varies across Spanish households.
- 2310 IVÁN AUCIELLO-ESTÉVEZ, JOSEP PIJOAN-MAS, PAU ROLDAN-BLANCO y FEDERICO TAGLIATI: Dual labor markets in Spain: a firm-side perspective.
- 2311 CARLOS PÉREZ MONTES, JORGE E. GALÁN, MARÍA BRU, JULIO GÁLVEZ, ALBERTO GARCÍA, CARLOS GONZÁLEZ, SAMUEL HURTADO, NADIA LAVÍN, EDUARDO PÉREZ ASENJO e IRENE ROIBÁS: Marco de análisis sistémico del impacto de los riesgos económicos y financieros.
- 2312 SERGIO MAYORDOMO e IRENE ROIBÁS: La traslación de los tipos de interés de mercado a los tipos de interés bancarios.
- 2313 CARLOS PÉREZ MONTES, ALEJANDRO FERRER, LAURA ÁLVAREZ ROMÁN, HENRIQUE BASSO, BEATRIZ GONZÁLEZ LÓPEZ, GABRIEL JIMÉNEZ, PEDRO JAVIER MARTÍNEZ-VALERO, SERGIO MAYORDOMO, ÁLVARO MENÉNDEZ PUJADAS, LOLA MORALES, MYROSLAV PIDKUYKO y ÁNGEL VALENTÍN: Marco de análisis individual y sectorial del impacto de los riesgos económicos y financieros.
- 2314 PANA ALVES, CARMEN BROTO, MARÍA GIL y MATÍAS LAMAS: Indicadores de riesgos y vulnerabilidades en el mercado de la vivienda en España.
- 2215 ANDRÉS AZQUETA-GAVALDÓN, MARINA DIAKONOVA, CORINNA GHIRELLI y JAVIER J. PÉREZ: Sources of economic policy uncertainty in the euro area: a ready-to-use database.
- 2316 FERNANDO GARCÍA MARTÍNEZ y MATÍAS PACCE: El sector eléctrico español ante el alza del precio del gas y las medidas públicas en respuesta a dicha alza.