

EL PAPEL DEL COSTE DE LOS
DERECHOS DE EMISIÓN DE CO₂
Y DEL ENCARECIMIENTO
DEL GAS EN LA EVOLUCIÓN
RECIENTE DE LOS PRECIOS
MINORISTAS DE LA
ELECTRICIDAD EN ESPAÑA

2021

BANCO DE **ESPAÑA**
Eurosistema

Documentos Ocasionales
N.º 2120

Matías Pacce, Isabel Sánchez y Marta Suárez-Varela

**EL PAPEL DEL COSTE DE LOS DERECHOS DE EMISIÓN DE CO₂ Y DEL ENCARECIMIENTO
DEL GAS EN LA EVOLUCIÓN RECIENTE DE LOS PRECIOS MINORISTAS DE LA ELECTRICIDAD
EN ESPAÑA**

**EL PAPEL DEL COSTE DE LOS DERECHOS DE EMISIÓN DE CO₂
Y DEL ENCARECIMIENTO DEL GAS EN LA EVOLUCIÓN RECIENTE
DE LOS PRECIOS MINORISTAS DE LA ELECTRICIDAD EN ESPAÑA**

Matías Pacce, Isabel Sánchez y Marta Suárez-Varela

BANCO DE ESPAÑA

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, 2021

ISSN: 1696-2230 (edición electrónica)

Resumen

Entre diciembre de 2020 y junio de 2021, los precios mayoristas de la electricidad casi se duplicaron en España. De acuerdo con las estimaciones presentadas en este documento, una parte significativa de este aumento —alrededor del 20 %— vendría explicado por el encarecimiento observado, en el mismo período, en los precios de los derechos de emisión de CO₂, cuyo efecto repercute directamente en los costes de generación de la energía eléctrica a través de tecnologías que hacen uso de combustibles fósiles. No obstante, la mayor parte del incremento —aproximadamente la mitad— provendría del aumento de los precios del gas, materia prima empleada por las centrales de ciclo combinado. La evolución de los precios mayoristas de la electricidad en otros mercados europeos ha sido similar a la del caso español. Sin embargo, existen diferencias sustanciales en cuanto a la traslación a los precios minoristas. En particular, el encarecimiento de los precios de la electricidad en el mercado mayorista habría explicado cerca de una tercera parte del aumento de la tasa interanual del índice armonizado de precios de consumo en España entre diciembre de 2020 y junio de 2021, mientras que su contribución a la inflación general de las principales economías del área del euro habría sido muy inferior. Las discrepancias en los sistemas de fijación de precios minoristas de la electricidad podrían estar detrás de las diferencias encontradas.

Palabras clave: inflación, mercado eléctrico, régimen de comercio de derechos de emisión (RCDE), *pass-through*.

Códigos JEL: E31, Q41, Q43, Q52.

Abstract

Between December 2020 and June 2021, wholesale electricity market prices almost doubled in Spain. According to our estimates, a substantial portion of the observed increase – around 20% – would be due to the rise in CO₂ prices in the European ETS, which directly impacts the cost of generating electricity through fossil fuel technologies. Nevertheless, most of the increase – approximately half – would be attributable to the rise in natural gas prices, one of the inputs in combined cycle plants. Developments in wholesale electricity prices in other European markets have been similar to those in Spain. However, there are substantial differences regarding the pass-through to retail prices. In particular, the increase in the wholesale price of electricity would account for around one-third of the rise in the Harmonised Index of Consumer Prices (HICP) in Spain between December 2020 and June 2021, while its contribution to overall inflation in the main economies of the euro area has been significantly lower. Disparities in retail pricing schemes could be behind the observed differences.

Keywords: inflation, electricity market, European Emissions Trading System (EU ETS), pass-through.

JEL classification: E31, Q41, Q43, Q52.

Índice

Resumen 5

Abstract 6

1 Introducción 8

2 La evolución temporal de los precios de los derechos de emisión de CO₂ 11

3 El mecanismo de formación de precios en el mercado mayorista de la electricidad en España 13

4 La relación entre el precio de los derechos de emisión de CO₂ y los precios de la electricidad en el mercado mayorista 16

5 El impacto de los precios de los derechos de emisión sobre los precios mayoristas de la electricidad en España 18

6 La contribución de los precios de la electricidad a la evolución reciente del IAPC 21

7 Los efectos del aumento de los precios de los derechos de emisión sobre los precios de consumo en comparativa europea 24

8 Conclusiones 28

Recuadro 1 Una aproximación a los costes de producción de las centrales de ciclo combinado a través de los precios mínimos requeridos en sus ofertas en el mercado mayorista 29

Bibliografía 31

1 Introducción

Las emisiones de gases de efecto invernadero son responsables de alteraciones climáticas a escala global que se traducen en fenómenos meteorológicos extremos. Las importantes consecuencias para la actividad humana de estos desarrollos han situado el cambio climático como un reto de primer orden para el bienestar mundial que requiere ser abordado mediante una respuesta de política económica coordinada internacionalmente y orientada en varias direcciones.

Por un lado, es necesaria la adopción de medidas de adaptación a los efectos de las modificaciones del clima, lo que incluye, por ejemplo, la ejecución de infraestructuras para tratar de anticiparse a las secuelas de fenómenos como la elevación de las temperaturas, la disminución del régimen de precipitaciones en numerosas áreas geográficas o el aumento del nivel del mar. Por otro lado, se precisa impulsar medidas de mitigación que permitan la transición desde actividades intensivas en emisiones hacia otras que no lo son. Una parte muy importante de las acciones de esta naturaleza viene dada por el despliegue de instrumentos que incentiven esa transición, tales como el aumento de los impuestos sobre las emisiones o la reducción de las subvenciones a los carburantes fósiles.

En este último contexto se inscribe el denominado «régimen de comercio de derechos de emisión de la Unión Europea» (RCDE UE), vigente desde 2005. El RCDE persigue promover la disminución de la emisión de gases de efecto invernadero por parte de las empresas que operan en las ramas de actividad más contaminantes mediante un mecanismo de «limitación y comercio»¹. Por una parte, el elemento de «limitación» hace referencia a la cantidad máxima de gases de efecto invernadero que, con carácter anual, puede emitir cada una de las instalaciones contempladas por el RCDE. Este límite se reduce con el paso del tiempo, lo que genera una disminución gradual de la cantidad de emisiones a escala agregada. Para cumplir con el límite, las instalaciones cuentan con un determinado volumen de derechos de emisión asignados gratuitamente y tienen, además, la posibilidad de adquirir, a través de subastas regidas por el Reglamento de la RCDE, derechos adicionales².

Por otra parte, el ingrediente de «comercio» alude a que las instalaciones pueden, adicionalmente, comprar y vender los derechos de emisión en el mercado según sus necesidades. Si el saldo anual entre las emisiones efectivamente realizadas y los derechos de emisión en propiedad es positivo, la instalación habrá de adquirir en el mercado los derechos necesarios para cubrir la diferencia (pues de no hacerlo sería penalizada con la imposición de una cuantiosa multa). Por el contrario, si ese saldo es negativo, la empresa puede, o bien conservar los derechos sobrantes para su utilización futura, o bien venderlos en el mercado.

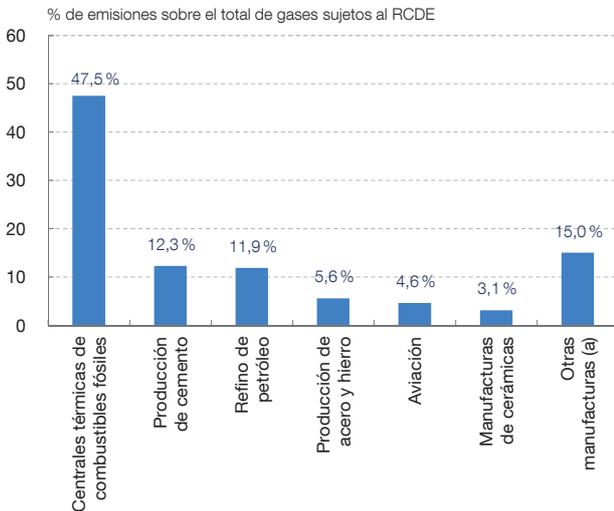
1 *Cap and trade* en inglés.

2 Hasta 2013, el grueso de los derechos se asignaba de forma gratuita, y solamente una porción reducida era adquirida en subasta. A partir de ese año comenzó una transición gradual hacia un sistema en el que la mayor parte de los derechos son adquiridos mediante subasta.

EL CRECIMIENTO DE LOS PRECIOS DE LOS DERECHOS DE EMISIÓN AFECTA DE FORMA MUY ACUSADA A LA GENERACIÓN ELÉCTRICA A PARTIR DE COMBUSTIBLES FÓSILES

La producción de energía eléctrica a partir de combustibles fósiles es responsable de casi la mitad de las emisiones de los gases de efecto invernadero que se encuentran sujetos al RCDE en España. De esta forma, es la industria más afectada por el incremento de los precios de los derechos de emisión.

1 EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO SUJETOS AL RCDE UE ESPAÑA (SECTORES CON MAYOR PESO EN EL TOTAL). AÑO 2019



2 PRECIO DE LOS DERECHOS DE EMISIÓN DE CO₂



FUENTES: Agencia Europea de Medio Ambiente y Sendeco2.

a En «Otras manufacturas» se incluyen otras 17 actividades manufactureras regidas por el RCDE UE; entre otras, la producción primaria y secundaria de aluminio, la producción de papel, la producción de metales féreos y no féreos o la manufactura del vidrio.

A lo largo de 2021 se ha producido en la UE un fuerte incremento del precio de los derechos de emisión negociados en el mercado, lo que está relacionado con el aumento en el grado de ambición de los objetivos de reducción de emisiones³. Las ramas afectadas por el RCDE son aquellas cuyos procesos productivos conllevan una alta emisión de gases de efecto invernadero. Junto con las aerolíneas y determinados subsectores manufactureros, ello incluye, de modo muy destacado, la producción de energía eléctrica a partir de combustibles fósiles, que es responsable de casi la mitad de las emisiones de este tipo de gases (véase gráfico 1.1)⁴.

Por consiguiente, el incremento del precio de los derechos de emisión ha dado lugar, en particular, a un aumento, de magnitud significativa, de los costes de producción de energía eléctrica mediante tecnologías que descansan sobre el uso de combustibles fósiles y, por tanto, sobre la emisión de gases de efecto invernadero. Por otro lado, en Europa el mercado mayorista de la electricidad opera bajo un sistema marginalista en el que todos los generadores reciben un mismo precio, correspondiente al precio de casación de la oferta y

³ Véase Comisión Europea (2020a y 2020b).

⁴ Para una explicación más detallada de las normas, el funcionamiento y las actividades manufactureras sujetas al RCDE, véase Comisión Europea (2015).

la demanda, el cual se relaciona con los costes marginales de producción de la tecnología más cara. La lógica subyacente es incentivar la producción mediante procedimientos no contaminantes, como las tecnologías eólica o solar, cuyos costes marginales son muy reducidos, por lo que se benefician así de la retribución fijada a partir de las tecnologías con costes mayores, que son las más contaminantes. Al mismo tiempo, puesto que el precio de la electricidad soportado por los consumidores finales se fija, en parte, a partir de los precios del mercado mayorista, el proceso descrito ha contribuido a un encarecimiento de la cesta de consumo de los hogares.

Tras esta introducción, en el siguiente apartado se analiza la evolución de los precios de los derechos de emisión de CO₂. A continuación, se explica el funcionamiento del mercado mayorista de la electricidad en España, para luego, en el epígrafe 4, describir cómo influyen, sobre los precios fijados en este mercado, los precios de los derechos de emisión. En el epígrafe 5 se cuantifica la contribución del incremento reciente de los precios de estos derechos al encarecimiento de la electricidad en los mercados mayoristas, así como la repercusión del aumento del precio del gas observado desde mediados de 2020 sobre los costes de generación de electricidad de las centrales térmicas de ciclo combinado. De hecho, este último factor explicaría la mayor proporción del crecimiento de los precios en el mercado mayorista de la electricidad desde comienzos de 2021. El epígrafe 6 mide los efectos de los aumentos de los precios de los derechos de emisión de CO₂ y del precio del gas sobre los precios de consumo en España. Finalmente, en el epígrafe 7 se contextualiza la evolución reciente del precio de la electricidad en comparación con distintos países de la UE, y en el epígrafe 8 se exponen las conclusiones del documento.

2 La evolución temporal de los precios de los derechos de emisión de CO₂

Entre 2013 y 2018, los precios de los derechos de emisión de CO₂ se mantuvieron relativamente estables (véase gráfico 1.2). Sin embargo, a comienzos de ese último año entró en vigor la revisión del marco normativo aprobada por el Acuerdo de París de 2015, tratado internacional jurídicamente vinculante que pactó el objetivo de que las emisiones de gases de efecto invernadero de la UE se reduzcan en 2030 en un 40 % con respecto a sus niveles de 1990⁵.

Entre otros elementos, los cambios normativos aplicados desde el inicio de 2018 incluyeron, en primer lugar, un aumento gradual del ritmo anual de disminución del límite máximo de emisiones desde el 1,74 % hasta el 2,2 % a partir de 2021. Además, los derechos de emisión se redefinieron como instrumentos financieros, de modo que, desde entonces, los participantes en el mercado no incluyen solamente las empresas excedentarias y deficitarias de derechos de emisión.

En tercer y último lugar, se formalizó la puesta en marcha de la denominada «reserva de estabilidad de mercado», instrumento destinado a hacer frente a posibles perturbaciones en el mercado de derechos de emisión que pudieran generar desequilibrios excesivos entre oferta y demanda, y, por tanto, oscilaciones demasiado bruscas e intensas en los precios. Para ello, se resolvió que la dotación de la reserva, que entraría en funcionamiento en enero de 2019, procediera de la transferencia de derechos de emisión por un monto de 900 millones de euros que, inicialmente, estaba previsto haber adjudicado mediante subasta entre 2014 y 2016. En su momento, esas subastas se habían pospuesto como forma de comenzar a abordar el problema de la acumulación, en el período posterior a la crisis financiera global, de un voluminoso excedente de derechos de emisión que presionaba a la baja sus precios⁶. La puesta en marcha de la reserva fue acompañada de la decisión de aumentar significativamente, con respecto a los valores previstos en 2014, el ritmo al que se añadirían a esta flujos adicionales de derechos de emisión durante el período 2019-2023, con el objetivo de reducir el exceso de oferta y tensionar los precios⁷.

En conjunto, esas tres medidas dieron lugar a un encarecimiento de los derechos a lo largo de 2018. Con posterioridad, tras un período comprendido entre 2019 y el comienzo de la crisis del COVID-19 en el que los precios no mostraron una tendencia clara, la caída global de la actividad provocada por la pandemia redujo significativamente la demanda de derechos de emisión por parte de las empresas y, por tanto, sus precios.

5 Ello habría de permitir que la temperatura global aumentara en un máximo de 2 °C con respecto a los niveles preindustriales.

6 En efecto, el origen primario de este excedente se situaría, según la Comisión Europea, en la caída de la actividad económica tras la crisis financiera global de 2008. Al provocar una reducción de las emisiones superior a la prevista, la recesión habría hecho que muchos agentes no se vieran obligados a utilizar sus permisos, reservándolos para poder permitirse contaminar más en los años siguientes (véase [Régimen de comercio de derechos de emisión de la UE](#)).

7 Los cambios normativos de 2018 establecieron que, mientras el total de los derechos en circulación superase la cifra de 833 millones, se transferiría cada año el 24 % del excedente respecto a ese límite a la reserva de estabilidad de mercado (en lugar del 12 % inicial). Para mayor información sobre estos cambios normativos, véase https://ec.europa.eu/clima/news/ets-market-stability-reserve-will-start-reducing-auction-volume-almost-265-million-allowances_en.

Sin embargo, los derechos se han encarecido significativamente desde finales de 2020 y superaron, por primera vez, los 50 euros por tonelada de CO₂ equivalente (tCO₂eq)⁸ en mayo de 2021 (véase gráfico 1.2). El aumento de los precios comenzó en noviembre del pasado año, a raíz del anuncio de un retraso en el inicio de las subastas de 2021⁹, y se intensificó tras la aprobación, el 11 de diciembre, por parte del Consejo Europeo de una elevación de carácter vinculante del objetivo de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero entre 1990 y 2030 desde el 40 % anterior hasta el 55 %. La escalada de los precios ha sido de una magnitud tan elevada (un 71 % entre diciembre de 2020 y junio de 2021) que, según algunos analistas, no puede descartarse que exista un componente especulativo significativo.

8 Las emisiones de gases de efecto invernadero se miden en toneladas de CO₂ equivalente, medida utilizada para convertir la emisión de distintos gases de efecto invernadero en su equivalente de CO₂. Los gases incluidos dentro de esta medida son el dióxido de carbono (CO₂), el metano (CH₄), el óxido de nitrógeno (N₂O) y los gases fluorados.

9 El anuncio del retraso llevó a que los agentes anticiparan la posibilidad de que se introdujeran cambios que endurecieran la regulación de las emisiones, lo que llevó a un aumento de los precios [véase Comisión Europea (2021)].

3 El mecanismo de formación de precios en el mercado mayorista de la electricidad en España

Al igual que en el resto de los países de la UE, en España el mercado mayorista de la electricidad opera bajo un régimen en el que la demanda existente cada día es satisfecha primeramente con la oferta de las tecnologías cuyos costes de producción son más reducidos, lo que les permite ofertar la electricidad a un precio más bajo. En la práctica, estas tecnologías son las que producen electricidad no almacenable, como la nuclear y las renovables. Si esta oferta es insuficiente para atender la totalidad de la demanda, la porción insatisfecha de esta última es cubierta por la tecnología de entre todas las restantes cuyos precios ofertados son menores, y así sucesivamente. El precio fijado es el correspondiente a la oferta que satisface la última fracción de la demanda restante, hasta que esta es absorbida en su totalidad. Esto es lo que se conoce como «sistema marginalista». Ese precio último se relaciona, en buena medida, con los costes de producción de la tecnología más cara que ingresa en la oferta del mercado. Por tanto, en este sistema de fijación de precios todas las tecnologías se retribuyen al precio casado, lo que origina beneficios de magnitud considerable para aquellas tecnologías que generan electricidad a un menor coste.

En concreto, en el mercado español, que opera el día anterior a aquel en el que la energía es producida y consumida, las empresas generadoras indican a qué precio están dispuestas a vender electricidad para cada una de las horas del día siguiente, mientras que las comercializadoras señalan a qué precio están dispuestas a comprar, según la demanda que estiman que sus clientes harán, en cada una de esas horas. A continuación, se procede a ordenar, para cada hora, todas las propuestas de venta de electricidad de menor a mayor precio y todas las propuestas de compra en sentido contrario, lo que configura, respectivamente, las curvas de oferta y de demanda.

Del cruce de ambas curvas, oferta y demanda esperadas, se obtienen los precios de casación de la energía eléctrica, uno por cada una de las 24 horas del día¹⁰. Estos precios vienen determinados, del lado de la oferta, por las restricciones físicas y el coste de oportunidad¹¹ de cada generador (véase gráfico 2). Los primeros productores que satisfacen la demanda, esto es, los que ofertan precios más bajos, son las centrales nucleares, las

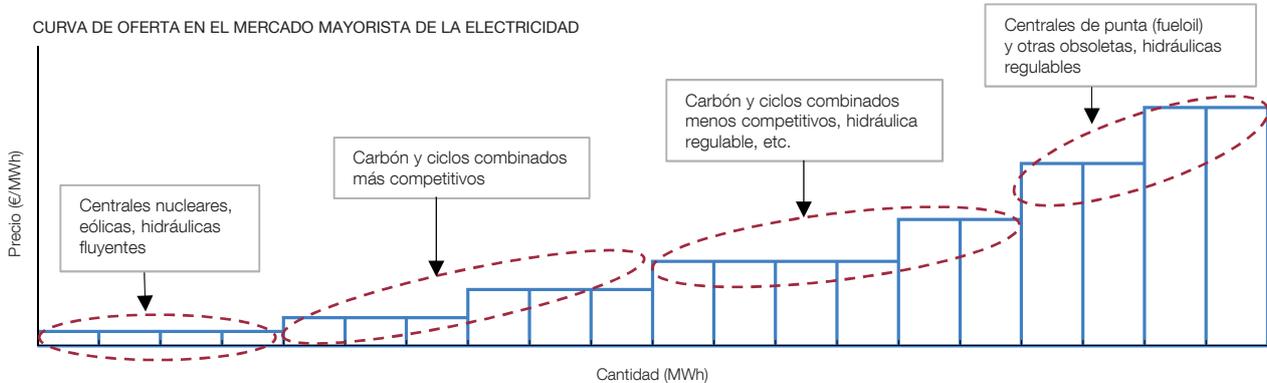
10 El precio de casación es aquel en el que se cruzan ambas curvas, lo que determina las propuestas de venta y de compra que se convierten en compromisos firmes de entrega de energía.

11 Los costes de oportunidad de cada generador reflejan, por un lado, los costes que podrían evitarse si el generador decidiese no producir (costes variables, costes de arranque, etc.) y, por otro, los ingresos a los que este renuncia al decidir producir. En *Energía y Sociedad (2019)* pueden encontrarse dos ejemplos claros que ilustran este último caso: 1) si un generador térmico pudiese revender en el mercado el combustible que utiliza para la generación de energía eléctrica, su coste de oportunidad sería el precio al cual puede revenderlo, y no aquel al cual lo ha adquirido, y 2) en las centrales hidráulicas regulables existe un embalse que permite almacenar el agua y, por consiguiente, estas asumen como coste de oportunidad la posibilidad de reservar el agua para producir en un momento en el que el precio de mercado sea más alto.

Gráfico 2

LAS TECNOLOGÍAS CUYOS COSTES DE OPORTUNIDAD SON MAYORES SON LAS QUE TIENDEN A PRESIONAR AL ALZA LOS PRECIOS DEL MERCADO MAYORISTA DE LA ELECTRICIDAD

Si toda la demanda existente pudiese ser satisfecha con la electricidad generada por las tecnologías que se encuentran en la parte izquierda de la curva de oferta, el precio mayorista tendería a ser reducido. Pero, en general, a pesar del fuerte incremento de la generación a través de fuentes renovables, sigue siendo necesario recurrir frecuentemente a las centrales térmicas de combustibles fósiles, por lo que estos generadores suelen ejercer una cierta presión al alza sobre el precio de casación del mercado.



FUENTE: Energía y Sociedad.

hidráulicas fluyentes, las eólicas y las solares¹². Los productores que ofertan precios más elevados y que, por tanto, satisfacen la demanda residual son las centrales hidráulicas regulables y las centrales térmicas basadas en combustibles fósiles¹³.

Posteriormente, en el mismo día en que la energía es producida y consumida, los generadores y los comercializadores ajustan posiciones en el mercado intradiario, sin que estos movimientos tengan, por regla general, un impacto elevado sobre el precio medio horario de la electricidad¹⁴.

De la configuración del mercado que se ha descrito se desprende que el precio de casación para cada nivel de demanda viene determinado, en gran medida, por la estructura de la generación eléctrica¹⁵. Si toda la demanda existente pudiese ser satisfecha con la electricidad generada por las tecnologías que se encuentran en la parte izquierda de la curva de oferta representada en el gráfico 2, el precio mayorista tendería a ser reducido. Pero, en

12 Las centrales nucleares tienen costes variables de producción muy reducidos. Además, necesitan generar energía de modo constante, ya que el coste de detención y arranque de las centrales es muy alto. Por tanto, ofrecen el precio mínimo con el fin de asegurarse su entrada en el mercado. Por su parte, el coste de los productores eólicos y fotovoltaicos es básicamente el coste de mantenimiento, que en general es muy bajo, dado que sus materias primas (el viento y la luz solar) son gratuitas (aunque, a cambio, no siempre estén disponibles). Por ello, también ofertan a precios bajos. Finalmente, en una central hidráulica fluyente no existe la posibilidad de almacenar el agua para producir la electricidad en un momento posterior del tiempo, por lo que no hay un coste de oportunidad asociado a la decisión de producir hoy.

13 Como ya se ha mencionado, en las centrales hidráulicas regulables se asume como coste de oportunidad la posibilidad de reservar el agua para producir en momentos donde existan precios de mercado mayores (por ejemplo, dentro de un mismo día el coste variable de producción puede ser el mismo, pero generar energía en horas de menor demanda tiene como coste no vender esa misma energía a precios más altos en las horas de mayor demanda). En el caso de las centrales térmicas que usan combustibles fósiles, su coste de puesta en marcha es relativamente bajo, de modo que pueden comenzar a producir de un momento a otro en caso de ser requeridas.

14 Para un mayor detalle del funcionamiento del mercado eléctrico mayorista, véase [Energía y Sociedad \(2019\)](#).

15 De acuerdo con los datos obtenidos de Red Eléctrica de España, en 2019 la estructura de la generación en España se repartió de la siguiente manera: 21,4%, centrales nucleares; 21,2%, centrales de ciclo combinado; 20,8%, generación eólica; 11,3%, centrales de cogeneración; 9,5%, generación hidráulica, y 15%, resto de las tecnologías.

general, a pesar del fuerte incremento de la generación a través de fuentes renovables —que es más barata— observado en la última década en España, sigue siendo necesario recurrir frecuentemente a las centrales térmicas de combustibles fósiles para satisfacer la demanda de energía eléctrica, por lo que estos generadores suelen ejercer una cierta presión al alza sobre el precio de casación del mercado.

4 La relación entre el precio de los derechos de emisión de CO₂ y los precios de la electricidad en el mercado mayorista

Las empresas generadoras de electricidad que emiten gases de efecto invernadero tienden a trasladar a sus precios de oferta la totalidad de la variación de los precios de los derechos de emisión. En la generación de energía eléctrica, las centrales térmicas de combustibles fósiles afrontan, entre otros, el coste de la materia prima (carbón, gas o fuel) y el coste de los derechos de emisión de CO₂ necesarios para la producción, que tiende a ser elevado, puesto que, al hacer uso de una tecnología muy contaminante, el volumen de permisos que necesitan adquirir es también grande. Al formular sus precios de oferta, estos generadores incorporan en su coste de oportunidad aquellos ingresos a los que renuncian al no vender los derechos de emisión en el mercado, lo que da lugar a precios de casación más elevados cuanto mayor sea el precio de los derechos¹⁶.

La incorporación de los precios de los derechos de emisión de CO₂ al precio ofertado genera incentivos para la inversión, a medio y a largo plazo, en tecnologías más limpias. Dado que todos los oferentes reciben el precio de casación del mercado, el incremento de este precio relacionado con el aumento del coste de los derechos de emisión de CO₂ genera ingresos extraordinarios para aquellas fuentes de generación menos contaminantes. Mientras estos beneficios perduren en el tiempo, los incentivos para invertir en tecnologías de generación de electricidad no emisoras de gases de efecto invernadero se mantendrán. Por consiguiente, este elemento juega en favor del objetivo de conseguir que la generación de energía eléctrica esté, en un futuro, libre de emisiones contaminantes¹⁷.

Como consecuencia de los incentivos creados por los mercados de derechos de emisión de CO₂, así como del cierre progresivo de las centrales térmicas de carbón, las emisiones de gases de efecto invernadero en el sector eléctrico han disminuido en los últimos años (véase gráfico 3.1)¹⁸. En particular, dicha reducción alcanzó el 35 % entre 2017 y 2019¹⁹, principalmente por la menor generación de electricidad mediante centrales térmicas de carbón y, en menor medida, por la mayor proporción de energía obtenida a partir de centrales de ciclo combinado, en cuya producción el volumen emitido de gases de efecto invernadero es, en comparación con las centrales de fueloil y gasoil y las centrales de carbón, aproximadamente la mitad y en torno a un 40 %, respectivamente (véase gráfico 3.2)²⁰.

16 Los derechos de emisión son acumulables en el tiempo. La cartera de derechos de un generador puede proceder de las asignaciones gratuitas recibidas con anterioridad, de la adquisición en subasta y de la compra en el mercado.

17 También se producen ganancias extraordinarias para las instalaciones generadoras de electricidad no contaminante cuya creación fue previa al establecimiento del régimen de derechos de emisión de CO₂.

18 El cierre progresivo de centrales térmicas de carbón se inició en España en 2010 como parte de las iniciativas orientadas al cumplimiento de los objetivos establecidos para la reducción de gases de efecto invernadero. En junio de 2020 se cerraron ocho de este tipo de centrales y está previsto que tres más lo hagan en 2021.

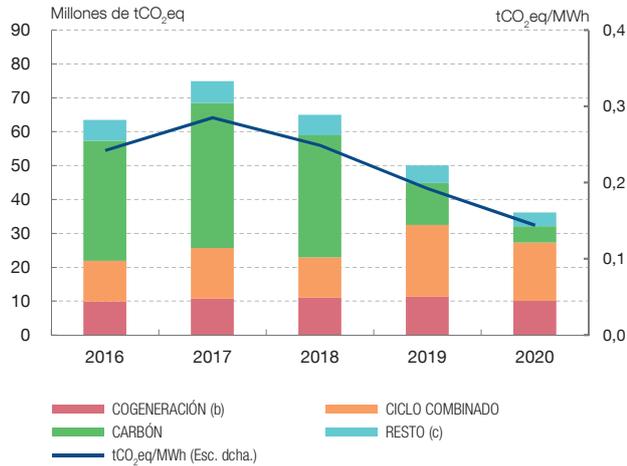
19 En 2020, las emisiones de gases de CO₂ vinculadas a la generación de energía se redujeron aún más, pero resulta difícil discernir en qué proporciones ello se debió a las consecuencias de la pandemia y a los incentivos creados por los mercados de derechos de emisión, lo que distorsiona la comparación.

20 En concreto, la producción de un megavatio/hora (MWh) de electricidad lleva aparejada la emisión de 0,37, 0,77 y 0,95 toneladas métricas (Tm) equivalentes de CO₂ en una central de ciclo combinado, de fueloil/gasoil y de carbón, respectivamente.

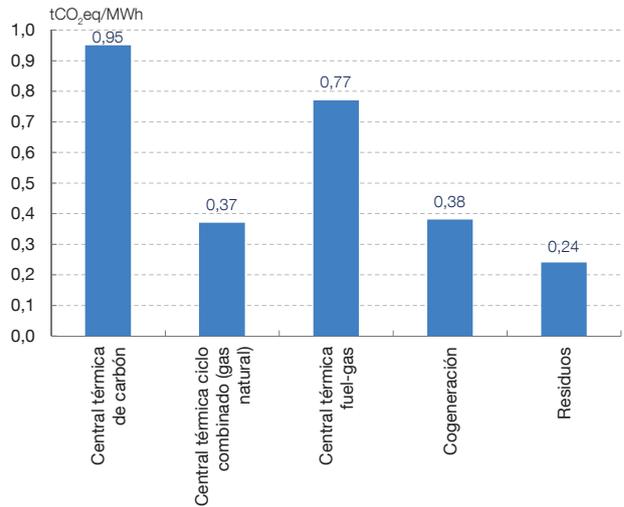
LAS EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO RELACIONADAS CON LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD HAN DISMINUIDO EN LOS ÚLTIMOS AÑOS, DEBIDO, FUNDAMENTALMENTE, AL MENOR USO DE CENTRALES TÉRMICAS DE CARBÓN

Las emisiones de gases de efecto invernadero en el sector eléctrico se han reducido en los últimos años como consecuencia de la menor generación de electricidad mediante centrales térmicas de carbón, cuyas emisiones son mucho mayores que las del resto de las tecnologías. Esa disminución obedece, principalmente, al cierre progresivo de centrales que utilizan esta tecnología y, en menor medida, a los incentivos creados por los mercados de derechos de emisión de CO₂.

1 VOLUMEN DE EMISIONES DE CO₂ POR TECNOLOGÍA Y FACTOR DE EMISIÓN EN LA GENERACIÓN ELÉCTRICA TOTAL (a)



2 EMISIONES DE CO₂ ASOCIADAS A LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD A TRAVÉS DE DISTINTAS TECNOLOGÍAS (a)



FUENTE: Red Eléctrica de España.

- a Las emisiones de gases de efecto invernadero se miden en toneladas de CO₂ equivalente, medida utilizada para expresar la emisión de otros gases de efecto invernadero en su equivalente de CO₂. Los gases incluidos dentro de esta medida son el dióxido de carbono (CO₂), el metano (CH₄), el óxido de nitrógeno (N₂O) y los gases fluorados.
- b La cogeneración se basa en el principio de recuperación y utilización del calor obtenido en la generación de electricidad mediante tecnologías térmicas. Básicamente, se aprovecha el calor residual del proceso para producir energía térmica útil.
- c Generación por fuel + gas, motores diésel, turbinas de gas, turbinas de vapor y residuos no renovables.

5 El impacto de los precios de los derechos de emisión sobre los precios mayoristas de la electricidad en España

Dentro de la elevada volatilidad que suele caracterizar su evolución, el precio mayorista de la electricidad presentó una tendencia decreciente a lo largo de 2019 y el comienzo de 2020, debido, en parte, al aumento de la generación con fuentes de energía renovables y, en parte, al abaratamiento del gas (véase gráfico 4.1). El desarrollo de la pandemia condujo, de forma transitoria, a descensos adicionales de los precios, si bien estos se recuperaron con rapidez, posiblemente por la incidencia relativamente reducida de la crisis sobre las ramas industriales, muy intensivas en energía eléctrica. Ya al inicio de 2021, la materialización de fenómenos meteorológicos adversos impulsó de forma transitoria los precios mayoristas de la electricidad hasta niveles muy elevados, aunque en febrero se produjo una rápida reversión como consecuencia de una alta generación por parte de las centrales hidroeléctricas y de la vigencia de condiciones atmosféricas que favorecieron un aumento de la producción de las centrales eólicas.

Ahora bien, en comparación con los patrones históricos, el precio medio de la electricidad entre abril y junio de este año ha sido singularmente elevado. Habitualmente, la energía eléctrica suele abarataarse en los meses de primavera como resultado de la confluencia de distintos factores. Por el lado de la oferta, la producción de las centrales hidráulicas es mayor en esa época del año, ya que también lo es el volumen de agua almacenada en los embalses. Además, la demanda tiende a disminuir en este período por razones estacionales²¹.

Con este trasfondo, el atípico encarecimiento de la electricidad en la primavera de este año obedece, en gran parte, a la presión al alza que la tecnología de ciclos combinados está ejerciendo sobre los precios diarios de casación. Por un lado, ello se debe, a su vez, al incremento significativo del precio del gas (véase gráfico 4.2), materia prima utilizada por estas centrales para la generación de energía, lo que, en parte, estaría relacionado con el aumento de la demanda asiática de este hidrocarburo²². Pero, además, por otro lado, como se ha señalado, el aumento del precio de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero que lleva aparejada la generación de electricidad en las centrales de ciclo combinado ha repercutido notablemente sobre los precios de producción con esta tecnología.

En este sentido, en el recuadro 1 se muestra que el precio mínimo requerido en gran parte de las ofertas realizadas por las centrales de ciclo combinado en el mercado

21 En comparación con la primavera y el otoño, la demanda de energía eléctrica tiende a ser mayor en invierno y en verano como consecuencia de los valores más extremos de las temperaturas en estas dos estaciones.

22 A la elevada demanda de gas natural licuado por parte de diversas economías asiáticas cabe añadir los problemas de oferta ocasionados por el mantenimiento de infraestructuras tanto en Noruega como en Rusia (principales oferentes del mercado europeo) y la elevada demanda del último invierno como consecuencia de las bajas temperaturas. Esta acumulación de factores ha dado lugar a que el nivel almacenado de gas fuera, en el mes de junio de este año, un 20% inferior al habitual para estas fechas (véase <https://www.bloomberg.com/news/articles/2021-06-21/eu-gas-stokes-inflation-fears-with-prices-near-13-year-high>).

LOS AUMENTOS DE LOS PRECIOS DEL GAS Y DE LOS DERECHOS DE EMISIÓN HAN CONTRIBUIDO AL INTENSO ENCARECIMIENTO DE LA ELECTRICIDAD EN EL MERCADO MAYORISTA EN ESPAÑA DESDE EL INICIO DEL AÑO

El atípico encarecimiento de la electricidad en la primavera de este año obedece, en gran parte, a la presión al alza que la tecnología de ciclos combinados está ejerciendo sobre los precios diarios de casación. Los costes de producción de esta tecnología se han elevado debido, por un lado, al incremento significativo del precio del gas y, por otro, al aumento del precio de los derechos de la emisión de los gases de efecto invernadero.



FUENTES: Operador del Mercado Ibérico de Energía y Mercado Ibérico del Gas.

a 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.

mayorista de electricidad se ha incrementado con intensidad entre finales de 2020 y abril de 2021²³. Asimismo, se muestra que, en la etapa más reciente, la generación de energía por parte de estas tecnologías ha sido reducida, lo que hace suponer que este tipo de centrales han enfrentado dificultades para cubrir sus costes de producción a pesar de los altos precios de casación del mercado mayorista. Como se ha mencionado, gran parte del incremento de costes proviene del aumento de precio del gas natural. Tomando como referencia el índice del precio de esta materia prima en el mercado ibérico, se observa que este pasó de un promedio de 18,2 €/MWh en diciembre de 2020 a un promedio de 28,7 €/MWh en junio de 2021 (véase gráfico 4.2). De acuerdo con distintos estudios, la eficiencia térmica del gas en las centrales de ciclo combinado sería de alrededor del 50 %, lo que quiere decir que, para la producción de 1 MWh de electricidad, serían necesarios 2 MWh de gas²⁴. Utilizando este valor como referencia, el encarecimiento del gas se habría traducido en un incremento de alrededor de 20,9 €/MWh en el precio mayorista de la electricidad entre diciembre y junio.

Por otro lado, los precios de los derechos de emisión crecieron desde los 30,9 euros por la emisión de cada tonelada de CO₂ equivalente en el promedio de diciembre hasta

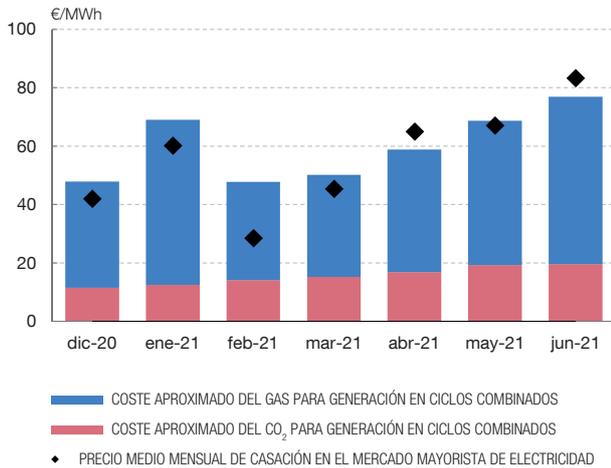
23 No se dispone de información más reciente respecto de las ofertas en el mercado mayorista de electricidad debido a la existencia de un período de confidencialidad de tres meses desde el día de operación del mercado diario.

24 Según Storm (2020), la eficiencia térmica de las centrales de ciclo combinado se encuentra en un rango de entre el 45 % y el 57 %.

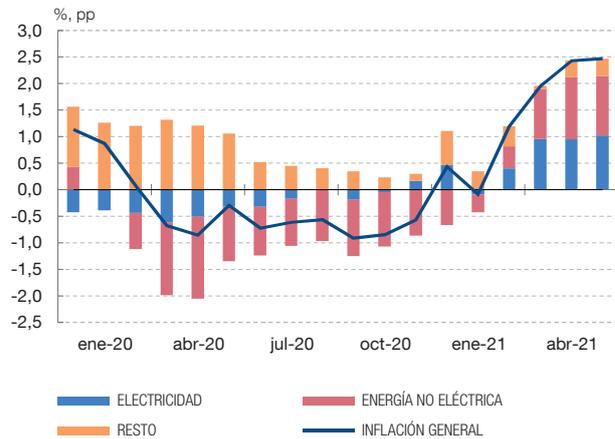
EL INCREMENTO DE LOS PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD EN EL MERCADO MAYORISTA HA PRESIONADO AL ALZA LOS PRECIOS DEL CONSUMO

Entre diciembre de 2020 y junio de 2021, los precios del mercado mayorista aumentaron un 98,5 %. De este incremento, el encarecimiento de los permisos de emisión de CO₂ explicaría una quinta parte, y los mayores precios del gas, casi la mitad. Ello habría repercutido sobre los precios del mercado minorista, de modo que el encarecimiento de la electricidad en los seis primeros meses del año habría contribuido en casi un 30 % al repunte de 3 pp observado de la inflación general.

1 PRECIO DE LA ELECTRICIDAD EN EL MERCADO MAYORISTA Y COSTES DE GENERACIÓN APROXIMADOS PARA LAS CENTRALES DE CICLO COMBINADO



2 CONTRIBUCIÓN DEL PRECIO DE LA ELECTRICIDAD A LA INFLACIÓN



FUENTES: Operador del Mercado Ibérico de Energía, Instituto Nacional de Estadística y Banco de España.

los 52,8 euros en el promedio de junio. Si se tiene en cuenta que la tecnología de ciclo combinado emite alrededor de 0,37 tCO₂eq por cada megavatio/hora, el aumento de los precios de los derechos de emisión habría supuesto en torno a 8,1 €/MWh adicionales en el precio mayorista de la electricidad (véase gráfico 5.1). En el mercado mayorista de la electricidad, el precio del megavatio/hora aumentó desde 42 €/MWh hasta 83,3 €/MWh entre diciembre de 2020 y junio de 2021, lo que supone un ascenso porcentual del 98,5 %. Por consiguiente, el encarecimiento de los permisos de emisión de CO₂ explicaría una quinta parte de ese incremento, mientras que los mayores precios del gas representarían la mitad de este [en concreto, 19,6 puntos porcentuales (pp) y 50,3 pp, respectivamente]. Adicionalmente, las empresas suelen trasladar, en mayor o menor medida, al precio ofertado en el mercado mayorista el impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica, que grava con un 7 % el valor de la generación de todas las centrales. En este sentido, dado el aumento de la base imponible, hasta 6,9 pp del incremento observado podrían explicarse por el impacto de este gravamen en el precio de casación²⁵.

²⁵ A raíz del incremento observado en el precio mayorista en la primera mitad de 2021, el Gobierno de España decidió la suspensión, entre julio y septiembre de 2021, del cobro del impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica (véase [Real Decreto-ley 12/2021](#), de 24 de junio).

6 La contribución de los precios de la electricidad a la evolución reciente del IAPC

El precio de la electricidad pagado por cada consumidor doméstico individual depende de si este ha decidido acogerse al sistema de tarifa regulada —denominado «precio voluntario para el pequeño consumidor» (PVPC)— o si, por el contrario, ha optado por contratar en el mercado libre con una empresa comercializadora. Aproximadamente un 40 % de los consumidores han escogido la primera de estas dos posibilidades²⁶.

Para un consumidor acogido a la tarifa regulada, el importe final de la factura es el resultado de un conjunto de conceptos de naturaleza muy diversa. Uno de ellos, que, en promedio, supone aproximadamente el 48 % de la suma final, viene dado por el denominado «término de energía», que a su vez se compone, por un lado, de la cantidad de electricidad efectivamente consumida multiplicada por un precio unitario, que es el fijado en los mercados mayoristas, y, por otro, de los peajes (rúbrica que abarca los costes de transporte y distribución)²⁷. En concreto, bajo la tarifa regulada, el precio unitario minorista cambia cada hora en función de las variaciones de precio en el mercado mayorista (lo que se conoce como «precios dinámicos»)²⁸. El resto de los conceptos —todos ellos regulados— incluyen el «término de potencia» (un coste fijo contratado por el hogar que determina el volumen máximo de electricidad que puede consumir en cada momento del tiempo), los denominados «cargos» (un concepto que cubre el resto de los costes regulados, lo que incorpora el déficit tarifario o la financiación a las renovables) y diversas figuras tributarias, que incluyen el impuesto especial sobre la electricidad (un 5,1 % sobre los términos de potencia y de energía) y el IVA (un 21 % sobre el importe total de la factura)²⁹.

El incremento del precio del mercado mayorista entre diciembre de 2020 y junio de 2021 se tradujo en un aumento del 46 % del término de energía (que, como se ha indicado, incluye los peajes). Puesto que este concepto supone, en promedio, aproximadamente el 48 % del importe de la factura, el aumento en el precio pagado por el consumidor medio acogido al mercado regulado habría sido de un 22,3 %. Por otro lado, dado que la energía eléctrica supone, según la ponderación de esta partida en el índice armonizado de precios de consumo (IAPC), un 3,5 % del gasto total de los hogares en bienes y servicios, el encarecimiento de los precios en el mercado mayorista de la electricidad en los seis primeros meses del año habría contribuido al repunte observado de la inflación general, de 3 pp, como máximo en ocho

26 En concreto, de los 26,8 millones de consumidores domésticos, 10,7 millones están acogidos al PVPC, y los 16,1 millones restantes, al mercado libre [véase [Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia \(2021a\)](#)].

27 El término de energía y el de peajes pesan, respectivamente, alrededor de un 27,7 % y un 20,5 % de la factura de un consumidor con discriminación horaria (véase [Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia \(2021b\)](#)).

28 La Directiva Europea 2019/944, de 5 de junio de 2019, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad define el contrato con precios dinámicos de electricidad como «un contrato de suministro de electricidad entre un suministrador y un cliente final que refleja la variación del precio en los mercados al contado, incluidos los mercados diarios e intradiarios, a intervalos al menos iguales al período de liquidación del mercado».

29 El 24 de junio de 2021, el Gobierno de España redujo el IVA de la factura eléctrica desde el 21 % hasta el 10 % para el período comprendido desde la fecha de entrada en vigencia de la ley hasta el 31 de diciembre de 2021 (véase [Real Decreto-ley 12/2021](#), de 24 de junio).

décimas (véase gráfico 5.2)³⁰. Por consiguiente, haciendo uso de los cálculos presentados en la sección anterior, podría concluirse que el aumento del precio de los derechos de emisión de CO₂ habría aportado, de forma mecánica, unas dos décimas al ascenso de la tasa de inflación, medida por el IAPC general, en los seis primeros meses de este año, mientras que la contribución del incremento de los precios del gas habría sido de cuatro décimas³¹. Por último, hasta una de las ocho décimas la habría podido aportar el impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica, que, como se ha indicado con anterioridad, suelen trasladar, con distinta intensidad, las generadoras a los precios de oferta del mercado mayorista³².

Sin embargo, los efectos del encarecimiento de los derechos de emisión de CO₂ sobre la evolución del IAPC no se agotan en su impacto directo a través del precio de la electricidad como consumo final de los hogares. A ello hay que añadir dos canales adicionales. El primero de ellos, que también tiene una naturaleza directa, discurre a través del efecto del aumento del precio de los derechos de emisión sobre los precios de producción de las industrias sometidas al RCDE³³. Como muestra el gráfico 1.1, las actividades que contribuyen en mayor medida a la emisión de CO₂, al margen de la propia generación de energía eléctrica a partir de combustibles fósiles, son la producción de cemento, la de acero y hierro, y la de cerámica, junto con el refino de petróleo y el transporte aéreo. En todo caso, el hecho de que una rama productiva sea responsable de una proporción elevada de las emisiones de gases de efecto invernadero no quiere decir, automáticamente, que sus costes se vean afectados por un encarecimiento de los permisos, pues ello dependerá del signo del saldo neto entre sus emisiones efectivas y los derechos asignados.

El segundo canal de efectos sobre el IAPC, de carácter indirecto, viene dado por el peso en la estructura de costes de las distintas ramas de la economía que suministran bienes y servicios finales a los hogares de los consumos intermedios procedentes de actividades sometidas al RCDE —de manera singular, la utilización de electricidad en los procesos productivos (que, obviamente, tiene una intensidad muy heterogénea entre ellos)—. En particular, de acuerdo con Matea Rosa *et al.* (2021), las ramas que presentaban en 2018 un mayor peso de la energía eléctrica dentro del total de sus compras eran la fabricación de cemento, cal y yeso, la extracción de minerales metálicos no férreos y las industrias extractivas.

En cualquier caso, la medición de los efectos sobre el IAPC del encarecimiento de los derechos de emisión a través de estos dos canales adicionales es una cuestión

30 Las ocho décimas implican el supuesto de que a todos los consumidores afecta por igual el incremento del término de energía, si bien son alrededor del 40 % de estos los que se encuentran adheridos al PVPC. No obstante, el resto de los consumidores también se enfrentan, con distinta frecuencia, a revisiones de sus tarifas, las cuales incluirán las variaciones de precios en el mercado mayorista.

31 A partir de principios de junio, este impacto se ha visto contrarrestado parcialmente por la entrada en vigor de modificaciones en los componentes regulados de la factura eléctrica que afectan a todos los consumidores.

32 Como también se ha mencionado con anterioridad, durante el tercer trimestre de 2021 el impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica se encontrará suspendido (véase [Real Decreto-ley 12/2021](#), de 24 de junio).

33 Como en el caso de la energía eléctrica, el resto de las industrias reguladas por el RCDE también se enfrentan al coste de oportunidad surgido, al tomar la decisión de producir, de aquellos ingresos a los que renuncian por no vender sus derechos de emisión en el mercado.

extremadamente compleja que, entre otros factores, depende del grado de traslación de los incrementos de los costes de producción (ya sea directamente o a través de los consumos intermedios) al consumidor final. Un caso concreto en el que la traslación es presumiblemente elevada es el de los billetes aéreos, si bien el impacto sobre el IAPC sería reducido, dado su escaso peso en la cesta de consumo de los hogares.

7 Los efectos del aumento de los precios de los derechos de emisión sobre los precios de consumo en comparativa europea

El impacto del incremento de los precios del gas y de los derechos de emisión sobre el precio de la electricidad en el mercado mayorista no es un fenómeno aislado del mercado español. Como se muestra en el gráfico 6, las principales economías del área del euro vienen experimentando elevaciones de precios muy similares en estos mercados desde inicios de 2021. Ello se debe, como ya se ha mencionado, a que en Europa los mercados mayoristas de la electricidad comparten el carácter marginalista del proceso de fijación de precios.

Sin embargo, el impacto de los movimientos de los precios de la electricidad en los mercados mayoristas sobre los precios de consumo muestra una notable heterogeneidad por países. En concreto, el precio final de la electricidad soportado por el consumidor doméstico es sustancialmente más volátil en España que en las principales economías de la Unión Económica y Monetaria (UEM), a diferencia del caso de la energía no eléctrica, para la cual la evolución de los precios por países muestra un mayor grado de homogeneidad (véase gráfico 7).

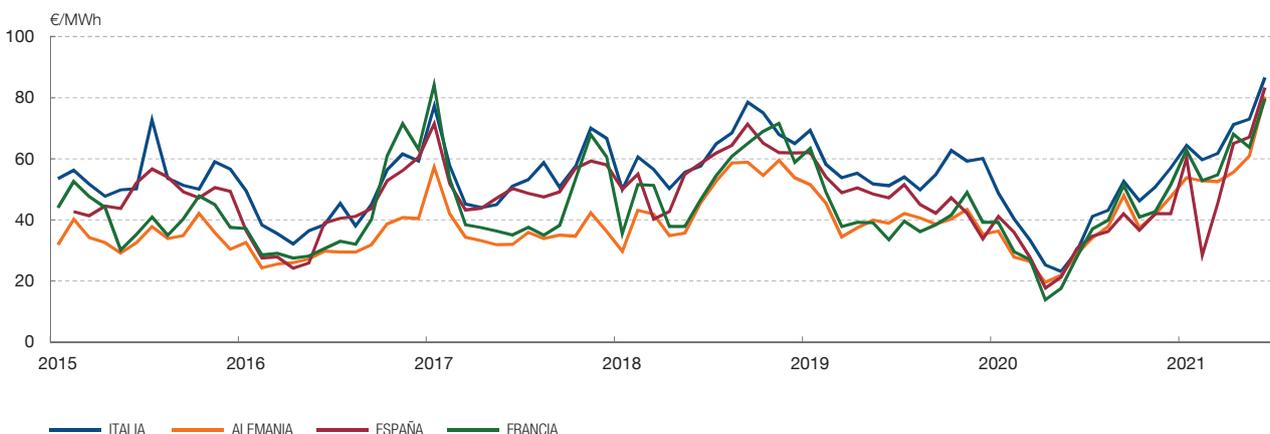
Para explicar las diferencias en la traslación de los cambios en los precios de la electricidad en los mercados mayoristas europeos a los mercados minoristas es necesario analizar las características particulares del mecanismo de fijación de precios en estos últimos. Como se ha explicado en la sección anterior, en España en torno al 40 % de los hogares se

Gráfico 6

EL INCREMENTO RECIENTE DE LOS PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD EN LOS MERCADOS MAYORISTAS ES UN FENÓMENO COMÚN EN LOS PAÍSES DE LA UE

El traslado del incremento de los precios del gas y de los derechos de emisión al precio de la electricidad en el mercado mayorista es un fenómeno común a las principales economías de la UEM, que registran desde principios de 2021 elevaciones similares en los precios.

PRECIO DE LA ELECTRICIDAD EN DISTINTOS MERCADOS MAYORISTAS EUROPEOS

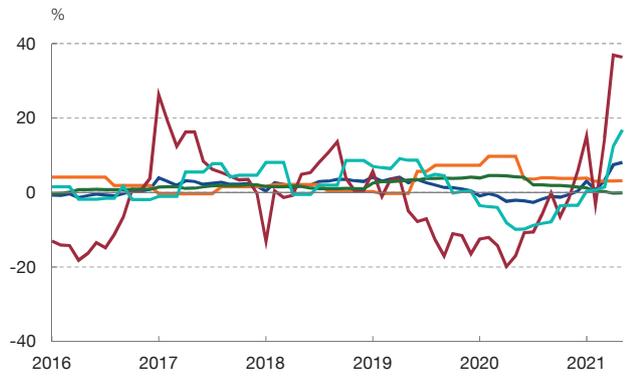


FUENTES: Operador del Mercado Ibérico de Energía y Refinitiv.

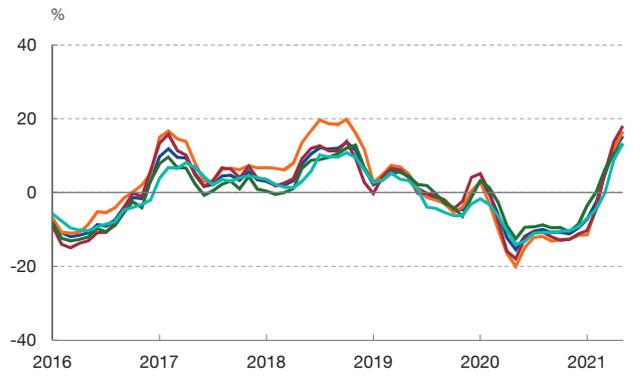
LOS PRECIOS DE CONSUMO DE LA ELECTRICIDAD MUESTRAN UNA MAYOR VOLATILIDAD EN LOS PAÍSES QUE HACEN USO DE SISTEMAS DINÁMICOS DE FIJACIÓN DE PRECIOS

España muestra una volatilidad más elevada que las principales economías del área del euro en el precio final de la electricidad soportado por el consumidor doméstico. Al igual que en otros países, como Suecia o Estonia, la mayor volatilidad parece deberse, en gran medida, a la existencia de una elevada proporción de consumidores con contratos de precios dinámicos.

1 INFLACIÓN DEL COMPONENTE ELÉCTRICO DE LOS PRECIOS AL CONSUMIDOR. UEM Y PRINCIPALES ECONOMÍAS

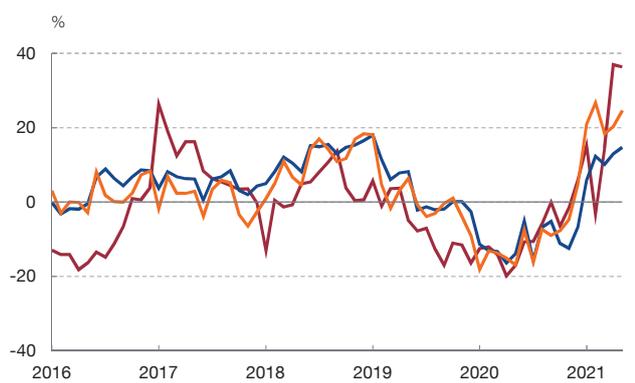


2 INFLACIÓN DEL COMPONENTE ENERGÉTICO NO ELÉCTRICO DE LOS PRECIOS AL CONSUMIDOR. UEM Y PRINCIPALES ECONOMÍAS

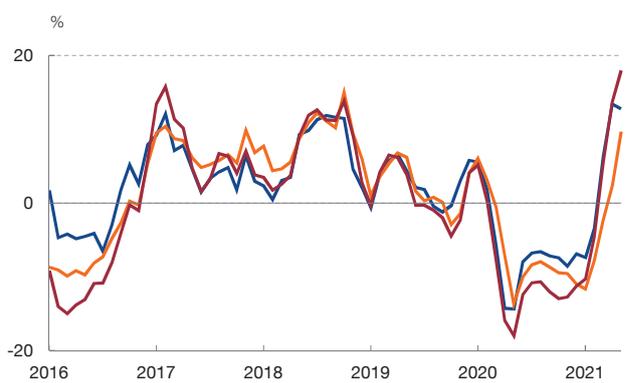


UEM FRANCIA ESPAÑA ALEMANIA ITALIA

3 INFLACIÓN DEL COMPONENTE ELÉCTRICO DE LOS PRECIOS AL CONSUMIDOR. PAÍSES CON PRECIOS DINÁMICOS



4 INFLACIÓN DEL COMPONENTE ENERGÉTICO NO ELÉCTRICO DE LOS PRECIOS AL CONSUMIDOR. PAÍSES CON PRECIOS DINÁMICOS



ESPAÑA SUECIA ESTONIA

FUENTE: Eurostat.

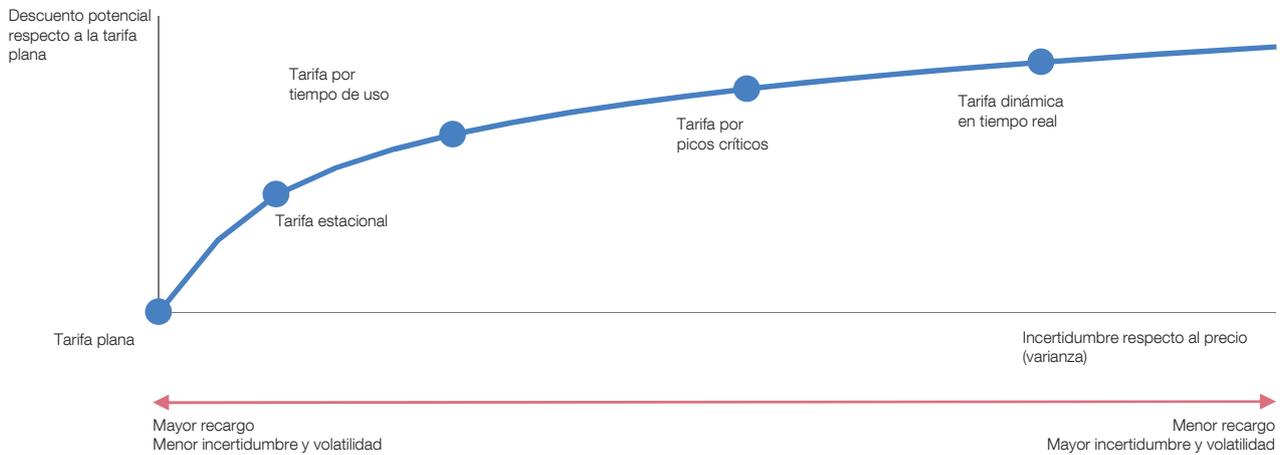
encuentran adheridos a un sistema de precios dinámicos (el PVPC). Este sistema se caracteriza por la elevada frecuencia de revisión de los precios, lo que explica que la traslación de los movimientos de precios en el mercado mayorista a los precios pagados por el consumidor final sea mayor y más rápida, rasgo que también se observa en otros mercados europeos en los que también hay una elevada proporción de consumidores adheridos a sistemas basados en contratos de precios dinámicos, como Suecia o Estonia (véase gráfico 7)³⁴.

34 Para un mayor detalle sobre las modalidades de precios dinámicos existentes y sobre los países que, a distinta escala, tienen implementados estos sistemas, puede consultarse el informe reciente de la Agencia Internacional de la Energía Renovable [IRENA (2019)].

Gráfico 8

SISTEMAS DE FIJACIÓN DE PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD DE TARIFA PLANA Y DE TARIFA DINÁMICA

Parece existir una cierta tensión entre el nivel de precios soportado por el consumidor y la incertidumbre respecto a la volatilidad de dicho precio. En concreto, las tarifas planas eliminan la incertidumbre en relación con posibles cambios en los precios, pero incorporarían una prima por la eliminación del riesgo, que se reflejaría en precios más elevados. Por el contrario, las tarifas dinámicas ofrecen precios más reducidos a cambio de traspasar al consumidor la volatilidad del precio final a pagar.



FUENTE: Boeve *et al.* (2021).

En los sistemas de fijación de precios minoristas de la electricidad existe una cierta disyuntiva, en términos de bienestar para el consumidor, entre el nivel de precios soportado y la incertidumbre respecto a la volatilidad de este (véase gráfico 8)³⁵. Por un lado, en el caso extremo de estar adherido a un contrato de tarifas de precio fijo, se eliminaría la incertidumbre relativa a posibles cambios en los precios, pero, en contrapartida, se incorpora una «prima» por la eliminación del riesgo que se refleja en precios más elevados. Por otro lado, las tarifas de precio dinámico ofrecen precios medios más reducidos, pero, en compensación, el consumidor debe soportar la volatilidad de los precios y, por tanto, una mayor incertidumbre sobre su gasto energético³⁶.

Tanto el mayor peso de la electricidad en la cesta de consumo de los hogares españoles (un 3,5%, frente al 2,9% en el promedio del área del euro)³⁷ como la mayor traslación de las alzas de precios en el mercado mayorista (como resultado del sistema de precios dinámicos) explican que el encarecimiento de la electricidad haya contribuido al

35 Véase, por ejemplo, Boeve *et al.* (2021).

36 A pesar de la mayor volatilidad generada por los contratos de precios dinámicos, estos han sido recomendados por algunos organismos, como el Consejo de Reguladores Europeos de la Energía, al que pertenece la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia [Council of European Energy Regulators (2020)], o en diversos estudios de la Comisión Europea [Boeve *et al.* (2021); Comisión Europea (2019)] sobre la base de que presentan determinadas ventajas. En primer lugar, permiten que los consumidores interioricen en mayor medida las señales proporcionadas por los precios, adaptando su patrón de consumo en consonancia, y, en segundo lugar, tienden a dotar al mercado de una mayor transparencia y permitir una gestión más eficiente de la demanda.

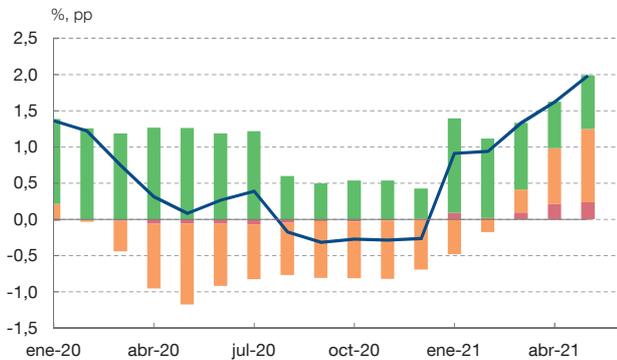
37 Entre las economías de mayor tamaño del área, las ponderaciones ascienden a un 3%, un 3,2% y un 2,3% en Alemania, Francia e Italia, respectivamente.

Gráfico 9

A DIFERENCIA DEL CASO DE ESPAÑA, EL AUMENTO DE LOS PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD EN LOS MERCADOS MAYORISTAS NO SE HA TRASLADADO AÚN A LOS PRECIOS DE CONSUMO EN LAS PRINCIPALES ECONOMÍAS DE LA UEM

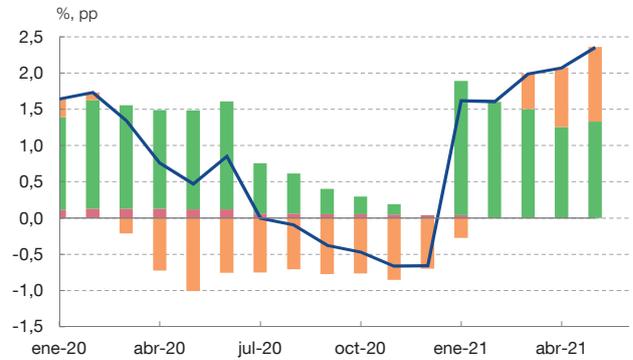
En los últimos meses, la contribución del precio de la electricidad a la inflación general ha sido más modesta en las principales economías del área del euro que en España, lo que estaría relacionado con las diferencias regulatorias y en los sistemas de fijación de precios minoristas de la electricidad.

1 CONTRIBUCIÓN DEL PRECIO DE LA ELECTRICIDAD A LA INFLACIÓN. UEM

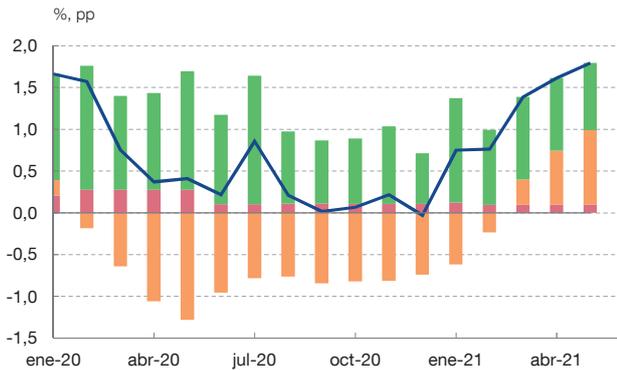


ELECTRICIDAD ENERGÍA NO ELÉCTRICA RESTO INFLACIÓN GENERAL

2 CONTRIBUCIÓN DEL PRECIO DE LA ELECTRICIDAD A LA INFLACIÓN. ALEMANIA

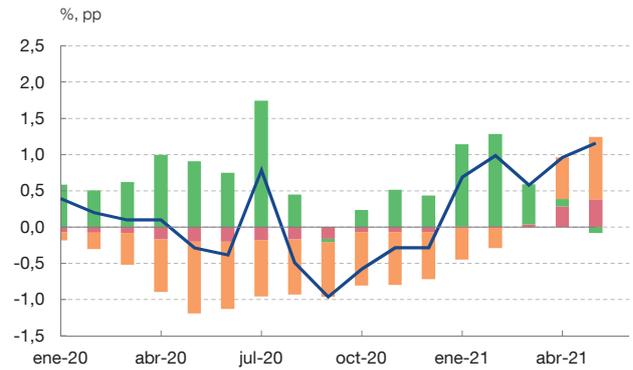


3 CONTRIBUCIÓN DEL PRECIO DE LA ELECTRICIDAD A LA INFLACIÓN. FRANCIA



ELECTRICIDAD ENERGÍA NO ELÉCTRICA RESTO INFLACIÓN GENERAL

4 CONTRIBUCIÓN DEL PRECIO DE LA ELECTRICIDAD A LA INFLACIÓN. ITALIA



FUENTE: Eurostat.

repunte observado de la inflación general en mayor medida en España que en el conjunto del área y en las principales economías que la integran (véanse gráficos 5.2 y 9). Esa aportación ha sido particularmente reducida en los casos de Alemania y Francia, donde el incremento de precio experimentado en los mercados mayoristas no se ha trasladado aún a los mercados minoristas. Esto se relacionaría, como se comentaba anteriormente, con los distintos grados de actualización de los precios derivados de las diferencias regulatorias y de tipos de contratos más comunes en el mercado minorista de la electricidad³⁸.

38 En ausencia de precio regulado, como es el caso de Alemania, el consumidor contrata la tarifa que prefiera en un mercado libre de características dispares. Incluso en aquellos países que cuentan con tarifa regulada, como Francia, solo una parte de los consumidores están adheridos a este tipo de contratos. Por tanto, es difícil obtener estadísticas sobre la cobertura de los diferentes tipos de contratos de precios (por ejemplo, tarifas de precio fijo, picos críticos, etc.) en cada uno de los mercados minoristas europeos. Sin embargo, se conoce que solo siete Estados miembros cuentan con sistemas de precios dinámicos [Comisión Europea (2019)], y que únicamente en Estonia, Suecia y España su cobertura parece ser elevada [Bovee *et al.* (2021)]. El caso de España es único, en la medida en que cuenta con un precio regulado dinámico.

8 Conclusiones

En el período comprendido entre diciembre de 2020 y junio de 2021, los precios del mercado mayorista de la electricidad han experimentado un aumento pronunciado. De acuerdo con las estimaciones de este documento, una quinta parte de este aumento se explicaría por el encarecimiento de los derechos de emisión de CO₂, a su vez atribuible a los cambios recientes en los objetivos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero en Europa. Frente a este factor, aproximadamente la mitad del aumento de los precios en el mercado de generación de electricidad sería consecuencia de la elevación del precio del gas.

Con este trasfondo, el comportamiento de los precios en los mercados mayoristas de la electricidad de los principales países del área del euro ha sido similar al observado en el caso español. Sin embargo, la traslación de estos desarrollos a los precios minoristas habría sido heterogénea por países, lo que se explicaría por las diferencias en algunas características de los respectivos mercados, en particular por lo que respecta a su regulación y al sistema de fijación de precios. En concreto, en el caso español la traslación ha sido particularmente elevada. Las estimaciones realizadas indican que el incremento del precio de la electricidad en los mercados mayoristas sería responsable de una tercera parte del repunte del IAPC observado en nuestro país en el primer semestre de 2021. Por el contrario, el impacto habría sido notablemente menor tanto en el conjunto del área del euro como en sus tres principales economías.

UNA APROXIMACIÓN A LOS COSTES DE PRODUCCIÓN DE LAS CENTRALES DE CICLO COMBINADO A TRAVÉS DE LOS PRECIOS MÍNIMOS REQUERIDOS EN SUS OFERTAS EN EL MERCADO MAYORISTA

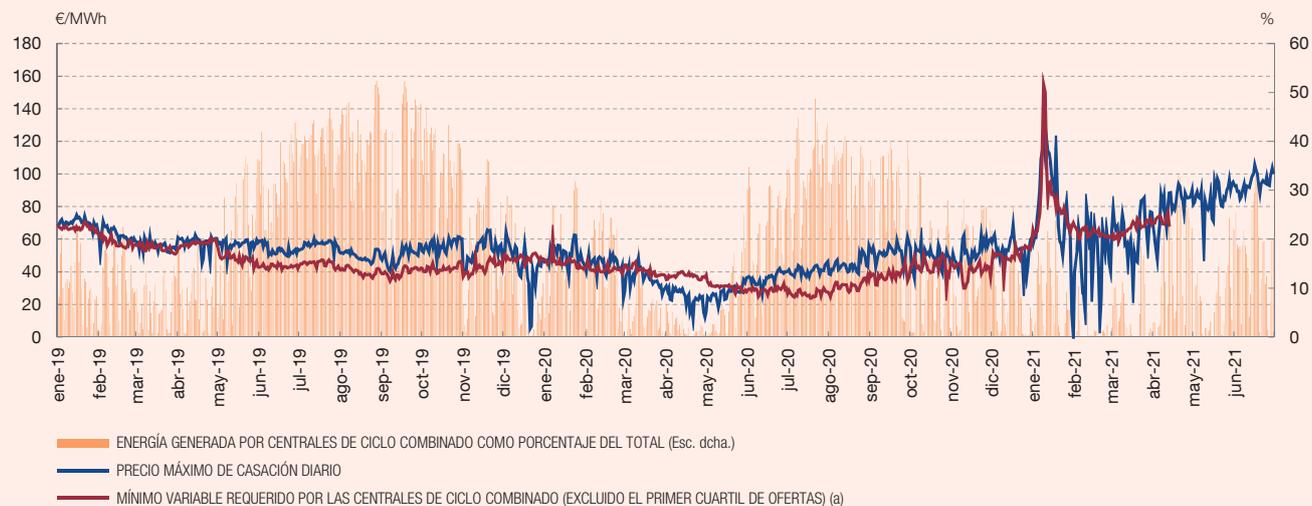
Una aproximación al incremento de costes de producción en la generación de energía eléctrica en las centrales de ciclo combinado puede obtenerse a través de los precios de oferta que este tipo de centrales han realizado en el mercado mayorista. No obstante, dado que, para cada una de las centrales, las ofertas varían para cada hora y día, y que pueden realizarse por tramos de producción¹, obtener una imagen clara de los costes a partir de dichos precios se torna difícil. Ahora bien, una elevada proporción de las ofertas realizadas están condicionadas a la obtención por parte de la central de un volumen mínimo de ingresos en el conjunto del día. En caso contrario, esas ofertas no son consideradas válidas para la casación. El umbral de ingresos puede formularse en términos de una cantidad fija, una cantidad variable (un precio mínimo por cada megavatio/hora vendido) o ambas. A partir de las ofertas condicionadas a un ingreso mínimo variable es posible obtener una aproximación a los costes de producción de la tecnología analizada.

El gráfico 1 muestra información de frecuencia diaria acerca del mercado mayorista de la electricidad desde enero de 2019. En concreto, se proporciona, de entre las ofertas de las centrales de ciclo combinado que estipularon un ingreso mínimo variable, el menor nivel exigido de este ingreso una vez excluido el primer cuartil de la distribución (línea roja)². Asimismo, el gráfico incluye también el precio máximo casado para cada día (línea azul)³ y el porcentaje diario de energía generada por las centrales de ciclo combinado sobre el total de la energía del mercado ibérico (barras naranjas).

Como se puede observar, cuando el precio máximo casado se encuentra por encima del ingreso mínimo variable requerido, la generación por parte de las centrales de ciclo combinado se incrementa, mientras que, cuando ocurre lo contrario, la generación realizada por estas centrales disminuye significativamente. Entre diciembre de 2020 y mediados de abril de 2021, el ingreso mínimo variable requerido se incrementó con intensidad (probablemente

Gráfico 1
PRECIO DE CASACIÓN MÁXIMO EN EL MERCADO DE LA ELECTRICIDAD, Y OFERTA MÍNIMA VARIABLE Y PORCENTAJE DE GENERACIÓN DE LAS CENTRALES DE CICLO COMBINADO

Entre diciembre de 2020 y mediados de abril de 2021, el ingreso mínimo variable requerido en las ofertas de generación de electricidad de las centrales térmicas de ciclo combinado se ha incrementado con intensidad. En la etapa más reciente, la generación de energía por parte de estas tecnologías ha sido reducida, lo que hace suponer que las centrales de ciclo combinado han enfrentado dificultades para cubrir sus costes de producción a pesar de los altos precios de casación del mercado mayorista.



FUENTES: Operador del Mercado Ibérico de Energía y Banco de España.

a Mínimo nivel variable exigido de este ingreso en la menor oferta una vez excluido el primer cuartil de la distribución.

- Una central puede ofertar, en cada hora, toda su capacidad dividida hasta en 25 tramos, con un precio diferente para cada uno de ellos. A modo de ejemplo, si la capacidad de una planta fuera de 300 MWh, podría ofertar 100 MWh a 0 euros, 100 MWh a 10 euros y los últimos 100 MWh a 20 euros.
- La razón por la que se excluye el cuartil inferior de la distribución es que, de esta forma, se descartan aquellas ofertas con ingresos variables exigidos iguales a cero. En ese caso, únicamente el precio ofertado en el mercado es el que, en última instancia, determina que las centrales que han formulado la oferta tomen parte en la generación de electricidad de determinada hora del día.
- Se toma el precio máximo de entre los 24 precios de casación de las distintas horas del día. La razón por la que se coge ese precio máximo (en lugar del medio) es que, si las centrales de ciclo combinado llegaran a entrar en el mercado, lo harían en las horas (o la hora) de mayor precio: si no llegaran a cubrir costes con los precios máximos, aún lo harían en menor medida con precios más reducidos.

Recuadro 1

UNA APROXIMACIÓN A LOS COSTES DE PRODUCCIÓN DE LAS CENTRALES DE CICLO COMBINADO A TRAVÉS DE LOS PRECIOS MÍNIMOS REQUERIDOS EN SUS OFERTAS EN EL MERCADO MAYORISTA (cont.)

como reflejo del encarecimiento tanto del precio del gas como de los derechos de emisión), tendiendo a situarse por encima del precio máximo de casación, lo que llevó a que la participación de las centrales de ciclo combinado en la generación de electricidad fuera relativamente reducida⁴.

No se dispone de datos del ingreso mínimo variable exigido para el período posterior al 15 de abril, puesto que las ofertas no se hacen públicas en tanto no transcurran tres meses desde el día en que

fueron formuladas. No obstante, como puede apreciarse en el gráfico, el porcentaje de electricidad generada por parte de las centrales de ciclo combinado se ha mantenido en niveles relativamente reducidos entre esa fecha y finales de junio, lo que sería indicativo de que el ingreso mínimo variable exigido habría seguido siendo, en ese período, mayor que el precio máximo de casación, como reflejo del mantenimiento de niveles elevados de costes en la producción de esta tecnología.

4 El resultado fue un aumento de la participación de otras tecnologías, como la hidráulica regulable, para cubrir la parte de la demanda no satisfecha ni por las renovables ni por las centrales de ciclo combinado.

BIBLIOGRAFÍA

- Boeve, S., J. Cherkasky, H. Schult y M. Bons (2021). «ASSET study on dynamic retail electricity prices», Comisión Europea.
- Comisión Europea (2015). *EU ETS Handbook*.
- Comisión Europea (2019). «COMMISSION STAFF WORKING DOCUMENT Accompanying the document REPORT FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS. Energy prices and costs in Europe».
- Comisión Europea (2020a). «State of the Union: Commission raises climate ambition and propose 55 % cut in emissions by 2030», nota de prensa, 17 de septiembre.
- Comisión Europea (2020b). «European Council meeting (10 and 11 December 2020) - Conclusions», 11 de diciembre.
- Comisión Europea (2021). *Quarterly Report on European Electricity Markets-market observatory for energy*, 13(4), octubre-diciembre de 2020.
- Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (2021a). *Boletín de Indicadores Eléctricos de abril de 2021*, mayo.
- Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (2021b). «La nueva factura de la luz. Nociones básicas».
- Council of European Energy Regulators (2020). «Recommendations on Dynamic Price Implementation».
- Energía y Sociedad (2019). *Manual de la energía. Electricidad*, disponible en <https://www.energiaysociedad.es/pdf/documentos/manuales-energia/manual-electricidad.docx>.
- IRENA (2019). «Innovation landscape brief: Time-of-use tariffs», International Renewable Energy Agency, Abu Dabi.
- Matea Rosa, M. L., F. Martínez Casares y S. Vázquez Martínez (2021). «El coste de la electricidad para las empresas españolas», *Boletín Económico*, 1/2021, Banco de España.
- Storm, K. (2020). «Combined cycle power plant (1x1) labor estimate», *Industrial Construction Estimating Manual*, Gulf Professional Publishing, cap. 6, pp. 95-159.

PUBLICACIONES DEL BANCO DE ESPAÑA

DOCUMENTOS OCASIONALES

- 2007 SONSOLES GALLEGO, PILAR L'HOTELLERIE-FALLOIS y XAVIER SERRA: La efectividad de los programas del FMI en la última década.
- 2008 RUBÉN ORTUÑO, JOSÉ M. SÁNCHEZ, DIEGO ÁLVAREZ, MIGUEL LÓPEZ y FERNANDO LEÓN: Neurometrics applied to banknote and security features design.
- 2009 PABLO BURRIEL, PANAGIOTIS CHRONIS, MAXIMILIAN FREIER, SEBASTIAN HAUPTMEIER, LUKAS REISS, DAN STEGARESCU y STEFAN VAN PARYS: A fiscal capacity for the euro area: lessons from existing fiscal-federal systems.
- 2010 MIGUEL ÁNGEL LÓPEZ y M.^a DE LOS LLANOS MATEA: El sistema de tasación hipotecaria en España. Una comparación internacional.
- 2011 DIRECCIÓN GENERAL DE ECONOMÍA Y ESTADÍSTICA: La economía española en 2019. (Existe una versión en inglés con el mismo número).
- 2012 MARIO ALLOZA, MARIEN FERDINANDUSSE, PASCAL JACQUINOT y KATJA SCHMIDT: Fiscal expenditure spillovers in the euro area: an empirical and model-based assessment.
- 2013 DIRECCIÓN GENERAL DE ECONOMÍA Y ESTADÍSTICA: El mercado de la vivienda en España entre 2014 y 2019. (Existe una versión en inglés con el mismo número).
- 2014 ÓSCAR ARCE, IVÁN KATARYNIUK, PALOMA MARÍN y JAVIER J. PÉREZ: Reflexiones sobre el diseño de un Fondo de Recuperación europeo. (Existe una versión en inglés con el mismo número).
- 2015 MIGUEL OTERO IGLESIAS y ELENA VIDAL MUÑOZ: Las estrategias de internacionalización de las empresas chinas.
- 2016 EVA ORTEGA y CHIARA OSBAT: Exchange rate pass-through in the euro area and EU countries.
- 2017 ALICIA DE QUINTO, LAURA HOSPIDO y CARLOS SANZ: The child penalty in Spain.
- 2018 LUIS J. ÁLVAREZ y MÓNICA CORREA-LÓPEZ: Inflation expectations in euro area Phillips curves.
- 2019 LUCÍA CUADRO-SÁEZ, FERNANDO S. LÓPEZ-VICENTE, SUSANA PÁRRAGA RODRÍGUEZ y FRANCESCA VIANI: Medidas de política fiscal en respuesta a la crisis sanitaria en las principales economías del área del euro, Estados Unidos y Reino Unido. (Existe una versión en inglés con el mismo número).
- 2020 ROBERTO BLANCO, SERGIO MAYORDOMO, ÁLVARO MENÉNDEZ y MARISTELA MULINO: Las necesidades de liquidez y la solvencia de las empresas no financieras españolas tras la perturbación del Covid-19. (Existe una versión en inglés con el mismo número).
- 2021 MAR DELGADO-TÉLLEZ, IVÁN KATARYNIUK, FERNANDO LÓPEZ-VICENTE y JAVIER J. PÉREZ: Endeudamiento supranacional y necesidades de financiación en la Unión Europea. (Existe una versión en inglés con el mismo número).
- 2022 EDUARDO GUTIÉRREZ y ENRIQUE MORAL-BENITO: Medidas de contención, evolución del empleo y propagación del Covid-19 en los municipios españoles. (Existe una versión en inglés con el mismo número).
- 2023 PABLO HERNÁNDEZ DE COS: La economía española ante la crisis del Covid-19. Comparecencia ante la Comisión de Asuntos Económicos y Transformación Digital del Congreso de los Diputados, 18 de mayo de 2020. (Existe una versión en inglés con el mismo número).
- 2024 PABLO HERNÁNDEZ DE COS: Los principales retos de la economía española tras el Covid-19. Comparecencia en la Comisión para la Reconstrucción Social y Económica de España tras el Covid-19 / Congreso de los Diputados, el 23 de junio de 2020. (Existe una versión en inglés con el mismo número).
- 2025 ENRIQUE ESTEBAN GARCÍA-ESCUDERO y ELISA J. SÁNCHEZ PÉREZ: Los *swaps* de divisas entre bancos centrales. (Existe una versión en inglés con el mismo número).
- 2026 PABLO AGUILAR, ÓSCAR ARCE, SAMUEL HURTADO, JAIME MARTÍNEZ-MARTÍN, GALO NUÑO y CARLOS THOMAS: La respuesta de la política monetaria del Banco Central Europeo frente a la crisis del Covid-19. (Existe una versión en inglés con el mismo número).
- 2027 EDUARDO GUTIÉRREZ, ENRIQUE MORAL-BENITO y ROBERTO RAMOS: Tendencias recientes de la población en las áreas rurales y urbanas de España.
- 2028 ÁNGEL LUIS GÓMEZ: Efectos de los cambios en la composición del empleo sobre la evolución de los salarios en la zona del euro: un análisis con datos de panel. (Existe una versión en inglés con el mismo número).
- 2029 MIGUEL GARCÍA-POSADA GÓMEZ: Análisis de los procedimientos de insolvencia en España en el contexto de la crisis del Covid-19: los concursos de acreedores, los preconcursos y la moratoria concursal. (Existe una versión en inglés con el mismo número).
- 2030 ÁNGEL GÓMEZ-CARREÑO GARCÍA-MORENO: Juan Sebastián Elcano: 500 años de la Primera vuelta al mundo en los billetes del Banco de España. Historia y tecnología del billete.

- 2031 OLYMPIA BOVER, NATALIA FABRA, SANDRA GARCÍA-URIBE, AITOR LACUESTA y ROBERTO RAMOS: Firms and households during the pandemic: what do we learn from their electricity consumption?
- 2032 JÚLIA BRUNET, LUCÍA CUADRO-SÁEZ y JAVIER J. PÉREZ: Fondos públicos de contingencia para situaciones de emergencia: lecciones de la experiencia internacional. (Existe una versión en inglés con el mismo número).
- 2033 CRISTINA BARCELÓ, LAURA CRESPO, SANDRA GARCÍA-URIBE, CARLOS GENTO, MARINA GÓMEZ y ALICIA DE QUINTO: The Spanish Survey of Household Finances (EFF): description and methods of the 2017 wave.
- 2101 LUNA AZAHARA ROMO GONZÁLEZ: Una taxonomía de actividades sostenibles para Europa.
- 2102 FRUCTUOSO BORRALLO, SUSANA PÁRRAGA-RODRÍGUEZ y JAVIER J. PÉREZ: Los retos de la fiscalidad ante el envejecimiento: evidencia comparada de la Unión Europea, Estados Unidos y Japón. (Existe una versión en inglés con el mismo número).
- 2103 LUIS J. ÁLVAREZ, M.ª DOLORES GADEA y ANA GÓMEZ LOSCOS: La evolución cíclica de la economía española en el contexto europeo. (Existe una versión en inglés con el mismo número).
- 2104 PABLO HERNÁNDEZ DE COS: Proyecto de Presupuestos Generales del Estado para 2021. Comparecencia ante la Comisión de Presupuestos del Congreso de los Diputados, el 4 de noviembre de 2020. (Existe una versión en inglés con el mismo número).
- 2105 PABLO HERNÁNDEZ DE COS: La independencia de las autoridades y supervisores económicos. El caso del Banco de España. Comparecencia del gobernador del Banco de España ante la Comisión para la Auditoría de la Calidad Democrática / Congreso de los Diputados, el 22 de diciembre de 2020. (Existe una versión en inglés con el mismo número).
- 2106 PABLO HERNÁNDEZ DE COS: El sistema de pensiones en España: una actualización tras el impacto de la pandemia. Contribución del Banco de España a los trabajos de la Comisión de Seguimiento y Evaluación de los Acuerdos del Pacto de Toledo. 2 de septiembre de 2020. (Existe una versión en inglés con el mismo número).
- 2107 EDUARDO BANDRÉS, MARÍA-DOLORES GADEA y ANA GÓMEZ-LOSCOS: Datado y sincronía del ciclo regional en España. (Existe una versión en inglés con el mismo número).
- 2108 PABLO BURRIEL, VÍCTOR GONZÁLEZ-DÍEZ, JORGE MARTÍNEZ-PAGÉS y ENRIQUE MORAL-BENITO: Real-time analysis of the revisions to the structural position of public finances.
- 2109 CORINNA GHIRELLI, MARÍA GIL, SAMUEL HURTADO y ALBERTO URTASUN: Relación entre las medidas de contención de la pandemia, la movilidad y la actividad económica. (Existe una versión en inglés con el mismo número).
- 2110 DMITRY KHAMETSHIN: High-yield bond markets during the COVID-19 crisis: the role of monetary policy.
- 2111 IRMA ALONSO y LUIS MOLINA: A GPS navigator to monitor risks in emerging economies: the vulnerability dashboard.
- 2112 JOSÉ MANUEL CARBÓ y ESTHER DIEZ GARCÍA: El interés por la innovación financiera en España. Un análisis con Google Trends.
- 2113 CRISTINA BARCELÓ, MARIO IZQUIERDO, AITOR LACUESTA, SERGIO PUENTE, ANA REGIL y ERNESTO VILLANUEVA: Los efectos del salario mínimo interprofesional en el empleo: nueva evidencia para España.
- 2114 ERIK ANDRES-ESCAIOLA, JUAN CARLOS BERGANZA, RODOLFO CAMPOS y LUIS MOLINA: A BVAR toolkit to assess macrofinancial risks in Brazil and Mexico.
- 2115 ÁNGEL LUIS GÓMEZ y ANA DEL RÍO: El impacto desigual de la crisis sanitaria sobre las economías del área del euro en 2020. (Existe una versión en inglés con el mismo número).
- 2116 FRUCTUOSO BORRALLO EGEA y PEDRO DEL RÍO LÓPEZ: Estrategia de política monetaria e inflación en Japón. (Existe una versión en inglés con el mismo número).
- 2117 MARÍA J. NIETO y DALVINDER SINGH: Incentive compatible relationship between the ERM II and close cooperation in the Banking Union: the cases of Bulgaria and Croatia.
- 2118 DANIEL ALONSO, ALEJANDRO BUESA, CARLOS MORENO, SUSANA PÁRRAGA y FRANCESCA VIANI: Medidas de política fiscal adoptadas a partir de la segunda ola de la crisis sanitaria: área del euro, Estados Unidos y Reino Unido. (Existe una versión en inglés con el mismo número).
- 2119 ROBERTO BLANCO, SERGIO MAYORDOMO, ÁLVARO MENÉNDEZ y MARISTELA MULINO: El impacto de la crisis del COVID-19 sobre la vulnerabilidad financiera de las empresas españolas. (Existe una versión en inglés con el mismo número).
- 2120 MATÍAS PACCE, ISABEL SÁNCHEZ y MARTA SUÁREZ-VARELA: El papel del coste de los derechos de emisión de CO₂ y del encarecimiento del gas en la evolución reciente de los precios minoristas de la electricidad en España. (Existe una versión en inglés con el mismo número).