

El impacto de las energías renovables sobre el precio mayorista de la electricidad

Artículo 09
04/09/2024

<https://doi.org/10.53479/37593>

Motivación

La capacidad de generación eléctrica con energías renovables está aumentando significativamente en España. Dado el sistema marginalista de fijación de precios en el mercado eléctrico mayorista, esto puede tener profundas implicaciones en el comportamiento de los precios de la electricidad.

Ideas principales

- Las energías eólica y solar pasaron de sumar el 26 % del total de generación eléctrica en 2019 a más del 40 % en los primeros seis meses de 2024. En la primera mitad del presente año, el precio mayorista de la electricidad fue más de un 40 % inferior al que se hubiera observado de mantenerse la generación eólica y solar en sus niveles de 2019.
- El modelo estimado en este artículo sugiere que el precio mayorista de la electricidad podría reducirse hasta en un 50 % adicional en 2030 en los escenarios de despliegue de generación renovable contemplados en la actualización del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC).
- El comportamiento futuro de estos precios, en cualquier caso, está sujeto a una considerable incertidumbre, al estar condicionado por la evolución de distintos factores de oferta o la adaptación de la demanda a los nuevos niveles de generación renovable.

Palabras clave

Mercado eléctrico, energías renovables, sistema marginalista de fijación de precios.

Códigos JEL

E31, Q41, Q42.

Artículo elaborado por:

Javier Quintana
Dpto. de Análisis de la Situación Económica
Banco de España

EL IMPACTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES SOBRE EL PRECIO MAYORISTA DE LA ELECTRICIDAD

Los objetivos climáticos de la Unión Europea (UE) tienen como meta reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, con respecto a los niveles de 1990, en un 55 % en 2030 y alcanzar la neutralidad climática en 2050¹. Para lograrlo, los países de la UE han aprobado diversos planes que detallan las medidas a realizar y los objetivos intermedios establecidos. En el caso de España, el Gobierno aprobó en 2023 la actualización del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2023-2030². Este plan incluye el objetivo de elevar la participación de las energías renovables en la generación eléctrica desde el 37 % registrado en 2019 hasta un 81 % en 2030³. En concreto, cerca del 90 % de dicho incremento procederá del aumento de la capacidad de generación de las fuentes eólica y solar.

El incremento del peso de las energías renovables en la generación eléctrica puede implicar un cambio muy significativo en la dinámica de los precios de la electricidad en los mercados mayoristas. En particular, bajo el sistema marginalista vigente en los mercados europeos, los precios de la electricidad se fijan a partir de las ofertas de la tecnología más cara necesaria para cubrir la demanda de cada tramo horario. De esta forma, un aumento de la generación renovable —cuyo coste marginal de producción es relativamente reducido— afectaría a los precios mayoristas en la medida en que desplace a otras tecnologías de mayor coste marginal del mix energético necesario para satisfacer la demanda en determinados tramos horarios⁴.

Este mecanismo es particularmente relevante en el caso de la generación eólica y solar por dos motivos. En primer lugar, al depender de factores meteorológicos, su producción fluctúa significativamente entre diferentes tramos horarios y períodos del año. Además, dadas las limitadas posibilidades actuales de almacenamiento de electricidad, su generación presenta dificultades para adaptarse a los niveles de demanda en distintos períodos. Por ello, estas tecnologías tienden a desplazar a una gran parte del resto de fuentes de generación en los tramos en los que suministran electricidad a la red —principalmente, en las horas centrales del día—. En segundo lugar, la estructura de costes de las tecnologías empleadas para la generación de energías eólica y solar es distinta a la de las fuentes basadas en combustibles fósiles⁵. En concreto, mientras que estas últimas presentan costes marginales proporcionales al precio de las materias primas necesarias para su funcionamiento, las primeras tienen costes marginales muy reducidos. De este modo, existe una diferencia significativa en el precio del mercado mayorista

1 Definida como la reducción a cero de las emisiones netas de gases de efecto invernadero. Para más detalles, véase «[Recomendación sobre el objetivo de reducción de emisiones para 2040](#)», Comisión Europea, 6 de febrero de 2024.

2 Véase el [Borrador de actualización del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2023-2030](#), publicado por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

3 Este porcentaje incluye, además de la energía eólica y solar, el resto de energías renovables, como, entre otras, la energía hidráulica o la biomasa.

4 Véase, para más detalles, Pacce, Sánchez y Suárez-Varela (2021).

5 Las energías eólica y solar, al tener un coste marginal bajo y no ser almacenables, se asemejan en su comportamiento en el mercado mayorista a la energía nuclear. Otras energías renovables, como la hidráulica, sí permiten el almacenamiento y, por tanto, pueden adaptar sus horarios de generación y comercialización a las fluctuaciones de los precios.

entre aquellos períodos en los que el precio refleja el coste marginal de los combustibles fósiles y aquellos en los que la producción de las energías renovables es suficiente para cubrir la demanda y el precio refleja, por tanto, un coste marginal muy reducido.

Con todo, el coste marginal de las fuentes de generación basadas en combustibles fósiles —en particular, los ciclos combinados, que utilizan fundamentalmente gas natural como combustible— continúa determinando la fijación de los precios mayoristas en la mayor parte de las horas del día⁶. En efecto, en los últimos años, estos han seguido una senda similar a la del precio del gas natural, con la excepción del período de aplicación efectiva del denominado mecanismo ibérico (véase gráfico 1.a)⁷. Sin embargo, esta relación ha comenzado a debilitarse a lo largo del último año, a consecuencia del fuerte incremento de la capacidad instalada de energías eólica y solar, cuya generación habría pasado de cubrir el 26 % de la demanda eléctrica total en 2019 al 44 % en la parte transcurrida de 2024 (véase gráfico 1.b). Este aumento ha acarreado un incremento de la variabilidad de los precios observados dentro de un mismo día, reflejando la frecuencia creciente con que la tecnología marginal de generación (renovable o tradicional) cambia dentro de un mismo día (véase gráfico 2.a). De este modo, mientras que en 2019 no existieron horas con el precio mayorista de la electricidad igual a cero o negativo, en los primeros meses de 2024 el porcentaje de horas con precio cero o negativo alcanzó el 15 %, como consecuencia de que las tecnologías de generación renovable con costes marginales muy reducidos fueron suficientes para cubrir la demanda en dichas horas (véase gráfico 2.b).

Para cuantificar el impacto de la penetración de las energías renovables sobre el precio de la electricidad se considera un enfoque basado en dos etapas. En primer lugar, se estima un modelo econométrico en el cual el precio de la electricidad en cada observación horaria⁸ (p_h) depende de sus determinantes tradicionales en el mercado diario, es decir, los precios del gas natural y de los derechos de emisión de CO_2 ⁹. Por lo tanto, el residuo de esta regresión —es decir, la parte del precio horario no explicada por las variaciones diarias de los precios del gas natural y de los derechos de emisión— recoge otros factores que afectan a la variabilidad horaria, que, como se ha explicado, dependen fundamentalmente de la tecnología de generación marginal en cada tramo¹⁰.

$$p_h = \alpha + \beta_1 \text{gas}_d + \beta_2 \text{CO}_{2d} + \varepsilon_h$$

6 En general, este precio refleja el coste del gas natural en aquellas horas en las que la tecnología que marca el precio no es la eólica o la solar. Para más detalles, véase García Martínez y Pacce (2023).

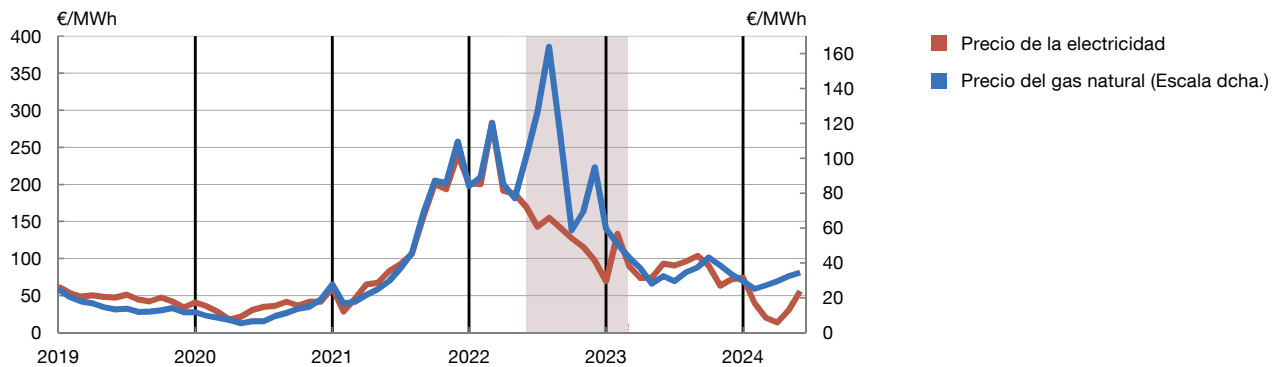
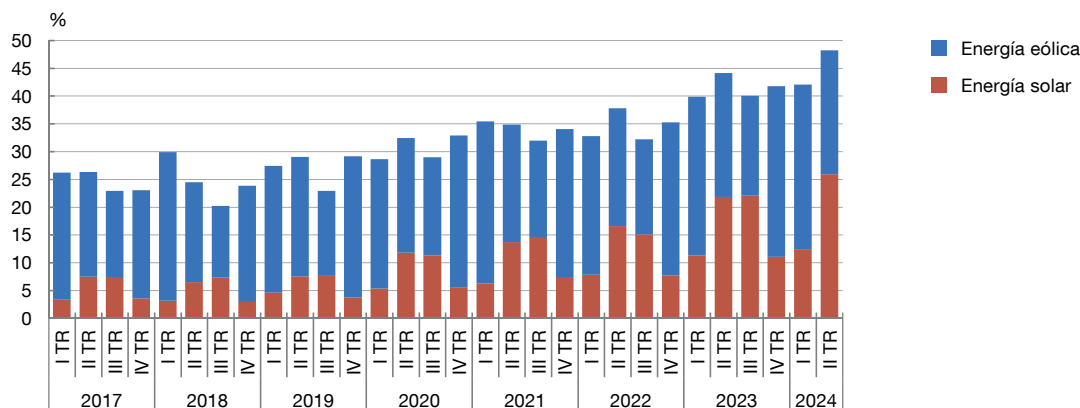
7 El mecanismo ibérico, aprobado en junio de 2022, estableció que las centrales de generación eléctrica basadas en combustibles fósiles recibirían una transferencia por la electricidad generada siempre que el precio observado del gas superase un precio de referencia preestablecido. Las centrales afectadas debían descontar dicha transferencia de las ofertas que realizaran en el mercado mayorista de la electricidad. A partir de febrero de 2023, el precio del gas se situó por debajo del precio de referencia, por lo que, en la práctica, el mecanismo ibérico dejó de ser efectivo. Véase García Martínez y Pacce (2023).

8 Utilizar observaciones de frecuencia horaria permite incluir en el modelo de regresión el amplio rango, a lo largo del día, del porcentaje de la demanda cubierto por fuentes de generación renovable y, en particular, los tramos horarios en los que dicho porcentaje es elevado, extremo que no sería posible si se usasen medias diarias o mensuales. Ello permite obtener una estimación más fiable, ya que el aumento esperado en el peso de las fuentes renovables implica un incremento del número de horas en las que el porcentaje de la demanda cubierto por dichas fuentes es muy alto.

9 Estos dos factores explican la mayor parte de la variabilidad del precio horario de la electricidad. Para más detalles sobre la importancia de estos determinantes para la fijación de dicho precio, véase Zakeri et al. (2023).

10 El modelo se estima sobre un período muestral que abarca los años comprendidos entre 2015 y 2024, excluyendo el período de vigencia del mecanismo ibérico implantado en el Real Decreto-ley 10/2022 (de junio de 2022 a febrero de 2023, cuando el mecanismo dejó de ser efectivo). Los datos de precios horarios de la electricidad provienen de ENTSO-E.

Gráfico 1

Relación entre los precios de la electricidad y del gas natural y evolución de la generación renovable**1.a Precios de la electricidad y del gas natural (a)****1.b Porcentaje de la demanda cubierto por energías solar y eólica**

FUENTES: ENTSO-E y MIBGAS.

a El área sombreada se corresponde con el período de aplicación efectiva del mecanismo ibérico. El año 2024 está representado hasta el 30 de junio.



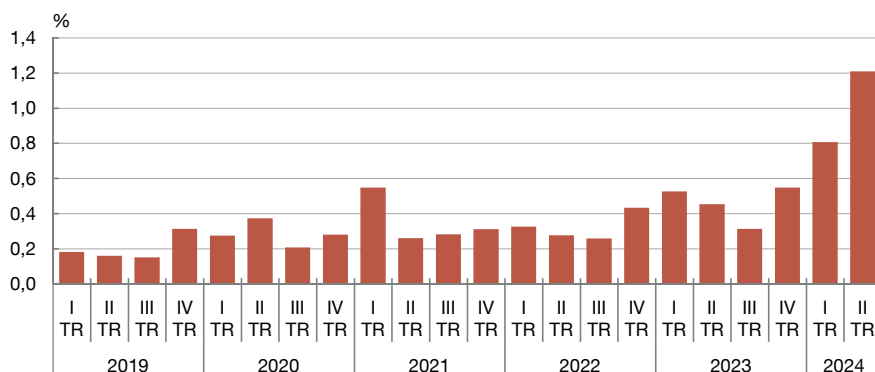
El gráfico 3 muestra la relación entre el residuo del precio horario según el modelo explicado anteriormente y el porcentaje de la demanda cubierto por la generación solar y eólica¹¹. Como puede observarse, cuanto mayor es el porcentaje de generación mediante estas energías, mayor es la diferencia entre el precio mayorista de la electricidad con el predicho por los precios del gas natural y los derechos de emisión. Esta diferencia se incrementa más rápidamente a medida que los niveles de generación con energías renovables permiten cubrir un porcentaje más elevado de la demanda eléctrica. Es decir, a medida que aumenta el peso de las energías renovables en el mix energético, se produce un mayor desacople entre la evolución del precio mayorista de la

11 En el gráfico 3, cada uno de los puntos amarillos representa la media de las desviaciones del precio de la electricidad con respecto a sus determinantes (esto es, los residuos de la regresión) para cada nivel de cobertura de la demanda por parte de las energías renovables. Estas desviaciones, al tratarse del residuo de una regresión, tienen media cero, de modo que la distribución del peso de las renovables durante el período muestral determina el peso para el que dichos residuos toman valor cero. Por ello, en niveles de generación renovable muy bajos (con respecto al conjunto de valores observados en el período muestral), el residuo de la regresión arroja valores positivos. La línea marrón muestra la relación estimada entre ambas variables. El área sombreada representa el rango intercuartilico de los residuos.

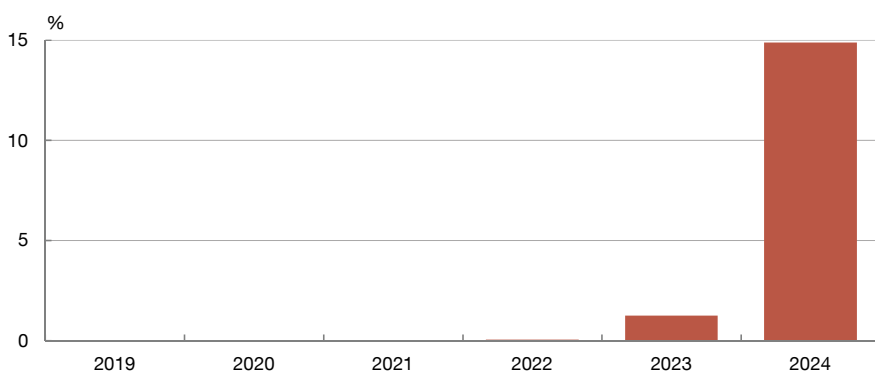
Gráfico 2

Incremento de la variabilidad del precio de la electricidad dentro de un mismo día, como consecuencia del incremento de la capacidad instalada en generación renovable

2.a Coeficiente de variación intradía del precio de la electricidad (a)



2.b Porcentaje de horas con precio de la electricidad igual a cero



FUENTE: ENTSO-E.

a El año 2024 está representado hasta el 30 de junio.

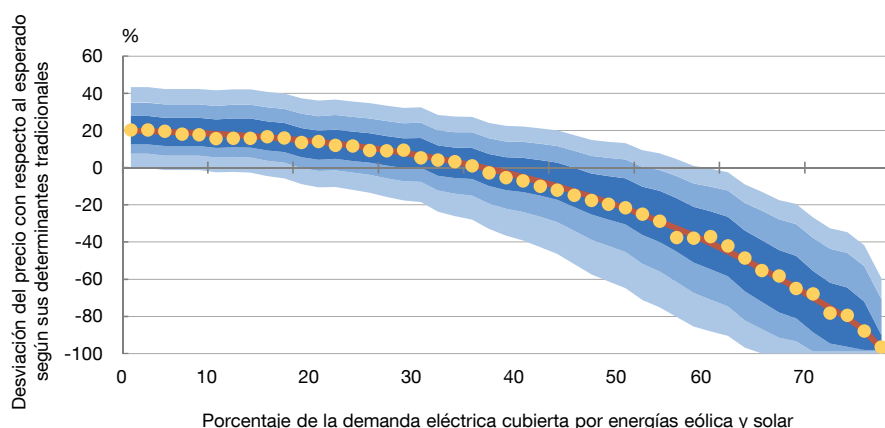


electricidad y sus determinantes tradicionales (los precios del gas natural y de los derechos de emisión). En todo caso, es importante resaltar que estas estimaciones están sujetas a incertidumbre. Para reflejarla, el gráfico muestra la distribución de los residuos de la regresión condicional a cada valor de cobertura de la demanda por parte de las energías eólica y solar.

En segundo lugar, dada la naturaleza de la relación identificada en el gráfico 3, se considera una forma funcional exponencial para aproximar la relación entre los residuos obtenidos y el porcentaje de generación mediante tecnologías solar y eólica. De acuerdo con la relación estimada (véase la línea marrón del gráfico 3), un aumento en el peso de la generación solar y eólica del 20 % al 30 % tiene un impacto relativamente reducido sobre el precio mayorista de la electricidad. Sin embargo, si ese aumento es del 50 % al 60 %, la reducción esperable del precio es cercana al 25 %. Es decir, se observa una fuerte no linealidad en el impacto de los aumentos en el peso de las energías renovables sobre el precio de la electricidad, pues dicho impacto aumenta más que proporcionalmente a medida que sube el peso de las renovables.

Gráfico 3

Relación entre el precio de la electricidad y la generación renovable (2015-2024) (a)



FUENTES: ENTSO-E y elaboración propia.

a Cada punto muestra la media de las desviaciones del precio de las observaciones en cada nivel de cobertura de la demanda por parte de las energías eólica y solar. Las áreas sombreadas muestran, respectivamente, los percentiles 35-65, 20-80 y 5-95 de la distribución de las desviaciones para cada valor de cobertura de la demanda. La línea marrón muestra la relación estimada entre ambas.



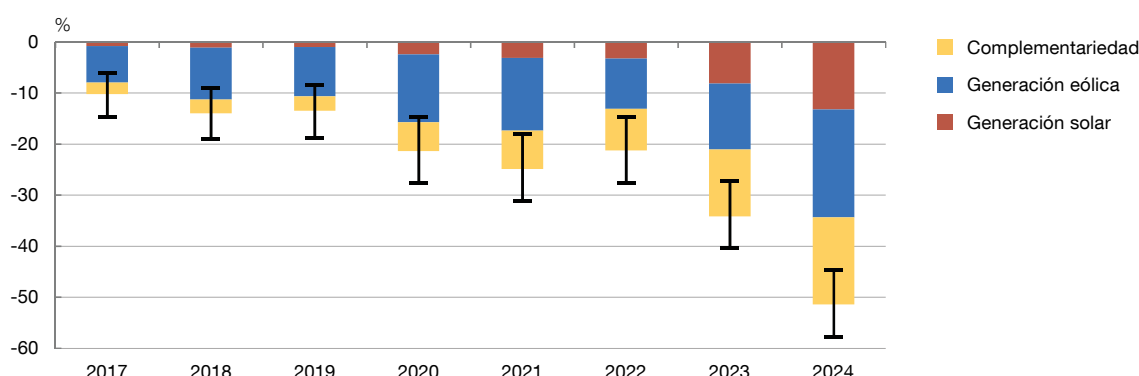
La contribución no lineal de las energías renovables a la reducción del precio de la electricidad surge a consecuencia del sistema marginalista de fijación de precios. Un aumento de la generación renovable cuando el nivel de esta es reducido tiene un efecto limitado porque, si bien las renovables hacen innecesarias algunas de las plantas menos eficientes dentro de la tecnología más cara, esta sustitución es parcial y no provoca un cambio en la tecnología marginal que marca el precio. Al contrario, un mismo aumento en el peso de las renovables tendrá un impacto significativo si es suficiente para desplazar no solo las plantas de producción menos eficientes, sino también el conjunto de las tecnologías de generación basadas en combustibles fósiles. En este caso, la contribución de las energías renovables llevaría el precio mayorista de la electricidad a cero¹². Es importante señalar que, una vez que la oferta por parte de las tecnologías inframarginales es suficiente para cubrir la totalidad de la demanda y el precio de dicho tramo horario es cero, los aumentos adicionales de la generación solar o eólica dejan de tener efecto sobre el precio de la electricidad.

Utilizando el modelo estimado, se puede calcular cuál ha sido la disminución media anual en el precio mayorista promedio de la electricidad debida a la contribución de las energías solar y eólica. Para ello, se simula un escenario contrafactual en el cual la generación eléctrica se hubiese realizado sin la participación de estas tecnologías. De acuerdo con los resultados obtenidos, el precio medio de la electricidad entre 2017 y 2019 se habría reducido en un 10 %-15 % por la contribución de las energías renovables, mientras que esta reducción ha aumentado sustancialmente a partir de 2021, debido al incremento de la capacidad instalada de dichas tecnologías, hasta llegar al 50 % en la primera mitad de 2024 (véase gráfico 4). De nuevo, estas estimaciones están sujetas a incertidumbre; por ejemplo, según los intervalos de confianza al

12 Para una discusión detallada del carácter no lineal de esta relación, véase Quintana (2024).

Gráfico 4

Disminución del precio de la electricidad debido a la generación solar y eólica (a)



FUENTES: ENTSO-E y elaboración propia.

a Cada barra muestra la diferencia entre el precio observado y el contrafactual en ausencia de generación renovable. Las velas muestran los intervalos al 95 % de confianza de las estimaciones. Para los años 2022 y 2023 se excluyen los períodos de vigencia efectiva del mecanismo ibérico. El año 2024 está representado hasta el 30 de junio.



95 %, el descenso en el precio mayorista de la electricidad en 2024 debido al mayor despliegue de las fuentes renovables se situaría entre el 45 % y el 58 % con respecto a un escenario contrafactual sin estas fuentes de generación eléctrica.

Si descomponemos la contribución de cada una de las fuentes renovables disponibles, vemos que la mayor parte del ahorro se produce por la generación eólica, en parte debido a su mayor peso en la generación total¹³. Sin embargo, la contribución de la energía fotovoltaica ha crecido notablemente en los dos últimos años a consecuencia del aumento de la capacidad instalada. Otro aspecto reseñable es la complementariedad entre ambas tecnologías, pues, dado el carácter no lineal del impacto de la generación renovable en el precio de mercado, la coincidencia de ambas hace que el ahorro sea mayor que la suma de las contribuciones de cada una¹⁴. La complementariedad entre ambas fuentes es el resultado del carácter no lineal de la contribución de las energías renovables a la reducción del precio de la electricidad. Así, en los períodos en los cuales coinciden la generación eólica y fotovoltaica, estas fuentes tienden a desplazar por completo a la tecnología marginal, de modo que el efecto conjunto sobre el precio es mayor que la suma de los efectos individuales que se producirían si solo una de esas energías renovables hubiera contribuido a la generación eléctrica.

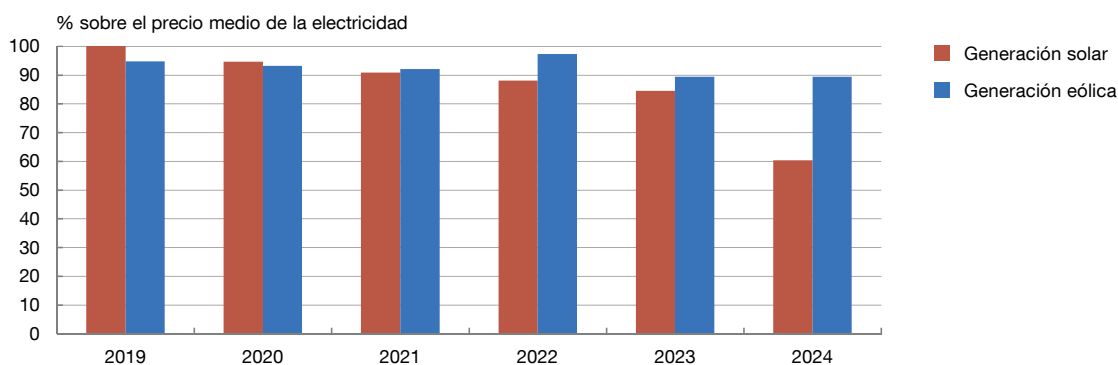
Una implicación adicional de esta relación es que los períodos de mayor producción eólica y solar son, en cada vez mayor medida, tramos de menores precios horarios de la electricidad.

13 El peso total en la generación no es el único factor que contribuye a la reducción del precio de la electricidad, sino que también afecta a la distribución de esta. Así, para un mismo nivel de generación, el ahorro será mayor si la misma está muy concentrada en ciertos períodos o si se produce en momentos con menor demanda eléctrica.

14 Para estimar la contribución de las energías solar y eólica se simulan escenarios utilizando la relación estimada en el gráfico 3 para las observaciones de frecuencia horaria y, posteriormente, se agregan a frecuencia anual. Los efectos mostrados para cada una de las tecnologías son la diferencia entre el precio anual estimado en ausencia de ambas tecnologías y el obtenido en un escenario que incluya a cada una de ellas por separado. El efecto de complementariedad se calcula como la diferencia entre el precio obtenido en el escenario sin renovables y la suma del precio observado y los dos efectos individuales.

Gráfico 5

Remuneración según el tipo de generación (a)



FUENTES: ENTSO-E y elaboración propia.

a Para los años 2022 y 2023 se excluyen los períodos de vigencia efectiva del mecanismo ibérico. El año 2024 está representado hasta el 30 de junio.



A consecuencia de ello, la remuneración media que reciben dichas tecnologías es sustancialmente menor que los precios medios anuales de la electricidad (véase gráfico 5)¹⁵.

Como ejercicio alternativo, se puede calcular también cuál ha sido el descenso en el precio mayorista de la electricidad en relación con otro escenario contrafactual en el que no se hubiese producido el incremento de capacidad instalada solar y eólica llevado a cabo desde 2019, de forma que la generación de estas tecnologías se hubiese mantenido en los niveles de ese año. Así, en este escenario contrafactual el precio de la electricidad en 2023 habría sido un 25 % más alto, mientras que en los primeros meses de 2024 habría sido algo más de un 40 % superior.

De cara al futuro, cabe esperar una mayor reducción en el precio mayorista de la electricidad inducida por el aumento de las renovables en el mix energético que resultaría de los planes de inversión actualmente previstos. En este sentido, utilizando la relación estimada anteriormente, se pueden realizar simulaciones del impacto en el precio de la electricidad de dicho despliegue futuro, teniendo en cuenta la posible evolución de la demanda y su sensibilidad a los precios¹⁶. En concreto, de acuerdo con los escenarios incluidos en la actualización del PNIEC 2023-2030, y bajo el supuesto de que el precio del gas natural se mantenga en los niveles actuales, los precios de la electricidad en 2030 se reducirían hasta en un 50 % adicional respecto a la media observada en el último año, con un intervalo de confianza de entre el 45 % y el 60 %.

15 Este proceso, conocido como «canibalización de precios», podría comprometer la cobertura de los costes fijos de instalación de estas tecnologías y el incentivo a dichas inversiones. Véase, por ejemplo, López-Prol, Steininger y Zilberman (2020).

16 Para realizar la simulación se proyecta, en primer lugar, el nivel de generación de las fuentes renovables en cada hora del año. Dado que la distribución de la generación de estas durante las distintas horas del año depende de factores meteorológicos, dicho cómputo puede realizarse aplicando la distribución actual sobre los cambios en la capacidad instalada de cada tipo de generación incluidos en los supuestos del escenario. En segundo lugar, se toma la distribución horaria actual de la demanda eléctrica y se multiplica por el crecimiento incluido en el supuesto del escenario, para poder computar el porcentaje de cobertura de la demanda por parte de las fuentes renovables. Sin embargo, dado que la distribución podría reaccionar a los nuevos precios, se realizan simulaciones para un rango de valores de la elasticidad de la demanda de electricidad a los cambios en los precios; véanse Fabra, Rapson, Reguant y Wang (2021) y Enrich, Li, Mizrahi y Reguant (2024).

En resumen, además de contribuir a la transición climática, las energías renovables tienen un papel muy relevante en la reducción de los precios mayoristas de la electricidad, y esa relevancia previsiblemente se incrementará en el futuro. En cualquier caso, el comportamiento venidero de los precios mayoristas de la electricidad es aún muy incierto y vendrá condicionado por la evolución de distintos factores sobre los que existe una considerable incertidumbre y que, además, en un contexto de equilibrio general, también se verán muy influidos por la propia senda que se espera que sigan los precios de la electricidad. Entre dichos factores cabe destacar, por ejemplo, la viabilidad y el ritmo de ejecución de los ambiciosos proyectos de inversión previstos para aumentar la capacidad de generación eléctrica renovable, la intensidad con la que avance —por el lado de la demanda— el proceso de electrificación de la actividad, la manera en que esta demanda se adapte al patrón horario de generación eléctrica renovable y el desarrollo de tecnologías que permitan almacenar los excedentes producidos por las energías renovables en determinados tramos del día¹⁷.

BIBLIOGRAFÍA

- Enrich, Jacint, Ruoyi Li, Alejandro Mizrahi y Mar Reguant. (2024). "Measuring the impact of time-of-use pricing on electricity consumption: Evidence from Spain". *Journal of Environmental Economics and Management*, 123, 102901. <https://doi.org/10.1016/j.jeem.2023.102901>
- Fabra, Natalia, David Rapson, Mar Reguant y Jingyuan Wang. (2021). "Estimating the elasticity to real-time pricing: evidence from the Spanish electricity market". *AEA Papers and Proceedings*, 111, pp. 425-429. <https://doi.org/10.1257/pandp.20211007>
- García Martínez, Fernando, y Matías Pacce. (2023). "El sector eléctrico español ante el alza del precio del gas y las medidas públicas en respuesta a dicha alza". Documentos Ocasionales, 2316, Banco de España. <https://doi.org/10.53479/33330>
- López Prol, Javier, Karl Steininger y David Zilberman. (2020). "The cannibalization effect of wind and solar in the California wholesale electricity market". *Energy Economics*, 85, pp. 1-15. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2019.104552>
- Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (2023). *Borrador de actualización del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima*. https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/energia/files-1/_layouts/15/Borrador%20para%20la%20actualizaci%C3%B3n%20del%20PNIEC%202023-2030-64347.pdf
- Pacce, Matías, Isabel Sánchez y Marta Suárez-Varela. (2021). "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". Documentos Ocasionales, 2120, Banco de España. <https://repositorio.bde.es/handle/123456789/17351>
- Quintana, Javier. (2024). "El impacto de las energías renovables en el precio mayorista de la electricidad". Documentos de Trabajo, Banco de España. De próxima publicación.
- Zakeri, Behnam, Iain Staffell, Paul E. Dodds, Michael Grubb, Paul Ekins, Jaakko Jämskeläinen, Samuel Cross, Kristo Helin y Giorgio Castagneto Gissey. (2023). "The role of natural gas in setting electricity prices in Europe". *Energy Reports*, 10, pp. 2778-2792. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2023.09.069>

Cómo citar este documento

Quintana, Javier. (2024). "El impacto de las energías renovables sobre el precio mayorista de la electricidad". *Boletín Económico - Banco de España*, 2024/T3, 09. <https://doi.org/10.53479/37593>

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

© Banco de España, Madrid, 2024

ISSN 1579-8623 (edición electrónica)

17 Para una discusión más detallada, véase Quintana (2024).