

EUROPA EN TRANSICIÓN ENERGÉTICA: RESPUESTAS Y DESAFÍOS TRAS DOS CRISIS CONSECUTIVAS

2026

BANCO DE **ESPAÑA**
Eurosistema

Documentos Ocasionales
N.º 2608

Mónica Correa-López, Mar Delgado-Téllez
y Marta Suárez-Valera

EUROPA EN TRANSICIÓN ENERGÉTICA: RESPUESTAS Y DESAFÍOS TRAS DOS CRISIS CONSECUTIVAS ^(*)

Mónica Correa-López

BANCO DE ESPAÑA

Mar Delgado-Téllez

BANCO DE ESPAÑA

Marta Suárez-Valera

BANCO DE ESPAÑA

(*) Agradecemos a Carmen Oliver Vázquez y a Alejandro Melgar Rozúa su inestimable apoyo técnico.

Documentos Ocasionales. N.º 2608

Marzo 2026

<https://doi.org/10.53479/42865>

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, 2026

ISSN: 1696-2230 (edición electrónica)

Resumen

La pandemia y la crisis energética asociada a la guerra de Ucrania han transformado con rapidez el panorama energético europeo. Los países de la Unión Europea han reducido su dependencia de proveedores de riesgo, impulsado mejoras de eficiencia y acelerado la penetración de energías renovables, lo que ha contribuido a disminuir el consumo primario y las emisiones. Sin embargo, estos avances conviven con importantes vulnerabilidades: limitadas interconexiones, necesidad de mayor almacenamiento energético y un grado insuficiente de electrificación en sectores clave. Por su lado, los precios mayoristas y minoristas de la energía han mostrado una elevada volatilidad, condicionada por la evolución del gas, la expansión renovable y factores específicos de cada economía. Estos movimientos han tenido un efecto directo sobre la competitividad, especialmente de los sectores industriales intensivos en energía. Mientras España ha logrado una mejora relativa del coste energético frente a varios socios europeos desde 2022, otros países mantienen precios elevados que afectan a su posición competitiva. El documento analiza estas dinámicas y sus implicaciones para la seguridad del suministro, la resiliencia del sistema y el cumplimiento de los objetivos climáticos.

Palabras clave: transición energética, eficiencia energética, dependencia energética, precios de la energía, competitividad.

Códigos JEL: Q40, Q41, Q43, Q48.

Abstract

The pandemic and the energy crisis triggered by Russia's invasion of Ukraine have rapidly reshaped Europe's energy landscape. EU countries have reduced exposure to high-risk suppliers, improved energy efficiency and increased the share of renewables, leading to declines in primary energy use and emissions. Yet significant vulnerabilities remain, including limited interconnection capacity, insufficient storage development and low electrification levels in key sectors. Meanwhile, wholesale and retail energy prices have become highly volatile, influenced by gas market disruptions, renewable expansion and country-specific factors. These price swings have had a direct impact on competitiveness, particularly in energy-intensive industries. While Spain has recently improved its relative energy cost position compared with several major EU partners, other countries face persistently higher costs, affecting industrial performance and export competitiveness. This paper examines these developments and their implications for supply security, market resilience and the EU's climate objectives.

Keywords: energy transition, energy efficiency, energy dependence, energy prices, competitiveness.

JEL classification: Q40, Q41, Q43, Q48.

Índice

1	Introducción	8
2	El impacto de la crisis en la energía. Adaptaciones tras la pandemia y la crisis de suministros	10
2.1	Mejora de la eficiencia energética y reconfiguración del mix energético	10
2.1.1	Eficiencia energética	10
2.2	Cambios en el patrón de consumo energético	12
2.3	Reconfiguración de las cadenas de suministro energéticas y dependencias	17
3	Impacto de los cambios en la cesta energética en los precios mayoristas y minoristas de la energía	22
3.1	Impacto de las energías renovables sobre la formación de los precios mayoristas	22
3.2	Evolución de los precios mayoristas de la electricidad en función de su mix energético y los patrones de importación y aprovisionamiento de energía	24
3.3	Traslado a precios minoristas, cambios en precios relativos y competitividad	25
4	Desafíos estratégicos de la transición energética	30
4.1	Aumento de la participación de las energías renovables en la generación eléctrica	30
4.2	Avanzar hacia una mayor electrificación de la economía	31
4.3	Resiliencia del sistema: almacenamiento e interconexiones	32
5	Conclusiones: retos de la política energética en Europa	37
	Bibliografía	38

1 Introducción

La invasión rusa de Ucrania, la crisis energética posterior y la aceleración de las políticas climáticas han reordenado profundamente el panorama energético europeo. En un corto espacio de tiempo, los países de la Unión Europea (UE) se han visto obligados a modificar sus fuentes de aprovisionamiento y la composición de su matriz energética, al tiempo que mantienen el compromiso de avanzar hacia la descarbonización y el cumplimiento de los objetivos climáticos. Todo ello ha tenido lugar en un contexto de crecientes tensiones geopolíticas y de fragmentación de las cadenas de suministro, en el que la seguridad de suministro, la reducción de dependencias críticas y el diseño de la transición energética adquieren un protagonismo central en la agenda europea de política pública.

En este marco, resulta especialmente relevante entender cómo han cambiado, desde el período pre-COVID hasta la crisis energética reciente, tanto la estructura de la cesta energética como el patrón de dependencias externas de los países europeos. El capítulo 4 del *Informe Anual 2022* del Banco de España ya puso de relieve varios de estos elementos en su análisis sobre la reacción de España y de la UE ante la crisis energética, al ofrecer un contexto previo que complementa este documento. La combinación de estos factores condiciona la exposición de cada economía a perturbaciones en los mercados energéticos internacionales, así como su capacidad para aprovechar las oportunidades y mitigar los riesgos asociados a la transición energética. Al mismo tiempo, la heterogeneidad entre los Estados miembros de la UE —en términos de dotaciones de recursos, grado de penetración de las energías renovables, estructura productiva o integración en las redes energéticas europeas— genera trayectorias diferenciadas, que pueden tener implicaciones relevantes desde la perspectiva del crecimiento económico, el bienestar y la competitividad.

El objetivo de este documento es ofrecer una visión comparada (en el ámbito de la UE) de la evolución reciente de los sistemas energéticos europeos y discutir los principales retos y vulnerabilidades que se derivan de su actual configuración. Para ello, en primer lugar, se analizan los cambios en el consumo y las fuentes de energía empleadas, así como en las dependencias externas (véase epígrafe 2). El epígrafe 2.1 describe los cambios en la eficiencia energética y la composición del consumo de energía por fuentes, desde el período previo a la pandemia hasta la actualidad —pasando por la crisis energética derivada de la guerra de Ucrania—. Se estudia, en particular, el aumento de la participación de las energías renovables en el consumo y en la generación de electricidad.

El epígrafe 2.2 se centra en la evolución de la dependencia en las importaciones energéticas, tanto en términos de volumen de importaciones como de diversificación geográfica de proveedores. Este análisis permite valorar hasta qué punto, tras la invasión de Ucrania, los países de la UE han diversificado sus proveedores y reducido su exposición a suministradores con mayor riesgo geopolítico.

En segundo lugar, el documento examina la evolución de los precios de la energía y sus posibles implicaciones (véase epígrafe 3). Esta sección analiza las transformaciones en los sistemas energéticos nacionales y los efectos sobre los precios mayoristas y minoristas de la electricidad y el gas, y cómo afectan a la estructura de precios relativos entre las principales economías de la UE.

Por último, el documento subraya que los avances registrados en términos de diversificación, mejoras de eficiencia y cambios en el consumo energético conviven con retos y vulnerabilidades significativos (véase epígrafe 4). Un primer reto es el grado de integración e interconexión de los mercados y las implicaciones de una elevada participación de las tecnologías renovables variables. Un segundo desafío es el grado de electrificación

de la economía y su alineación con los objetivos de descarbonización: la capacidad para trasladar un *mix* eléctrico más limpio hacia los usos finales será determinante para materializar los beneficios potenciales de la transición energética. Un tercer reto se enfoca en el papel de las tecnologías de almacenamiento y respaldo. Finalmente, se señala la importancia de la política energética europea para vertebrar un sistema energético europeo resiliente e interconectado, que equilibre tanto los objetivos de seguridad de suministro como los de sostenibilidad económica y medioambiental.

2 El impacto de la crisis en la energía. Adaptaciones tras la pandemia y la crisis de suministros

La sucesión de la pandemia de COVID-19 y de la posterior crisis de suministros energéticos ha puesto a prueba la capacidad de adaptación de los sistemas energéticos europeos. Más allá de la respuesta inmediata a los episodios de tensión, este entorno ha abierto un espacio para diversas estrategias de ajuste que pueden afectar de forma duradera a la forma en que se produce, se consume y se abastece la energía.

De manera esquemática, estas respuestas pueden agruparse en tres principales estrategias de adaptación. En primer lugar, la mejora de la eficiencia energética, tanto a través de cambios tecnológicos (equipos más eficientes, procesos productivos menos intensivos en energía, rehabilitación del parque de edificios) como de modificaciones en los patrones de consumo de hogares y empresas. En segundo lugar, la reconfiguración del *mix* energético, que incluye tanto la mayor penetración de las energías renovables —especialmente en el ámbito eléctrico— como la posible sustitución entre combustibles fósiles —por ejemplo, para reducir la dependencia de determinadas fuentes o proveedores—, incluso cuando ello implique recurrir temporalmente a opciones con una intensidad de emisiones más elevada. En tercer lugar, la sustitución y diversificación de proveedores energéticos, mediante la reorientación de las importaciones hacia nuevos socios comerciales, el aumento del número de suministradores para reducir su concentración o la renegociación de relaciones contractuales, con el objetivo de reducir la exposición a riesgos de interrupción del suministro o a tensiones geopolíticas.

2.1 Mejora de la eficiencia energética y reconfiguración del *mix* energético

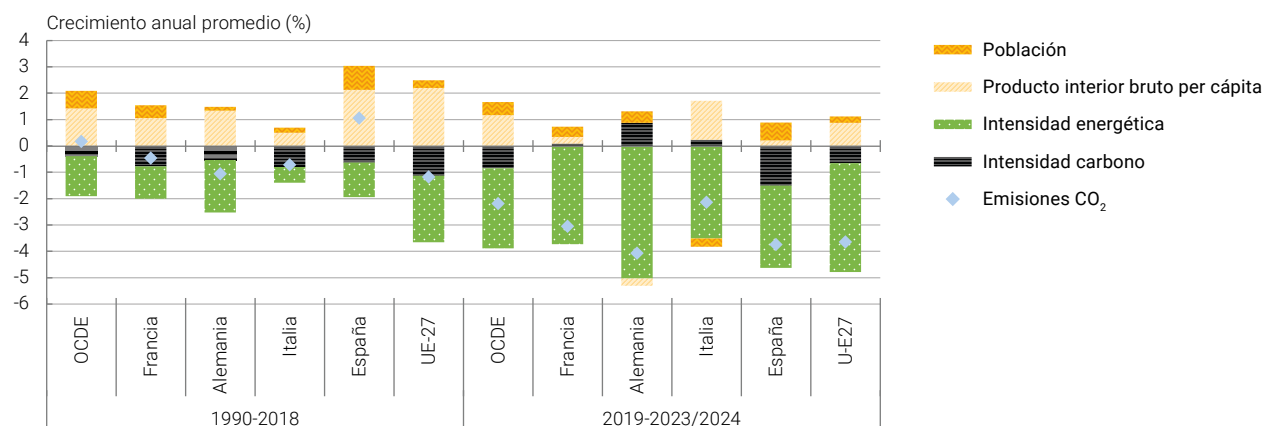
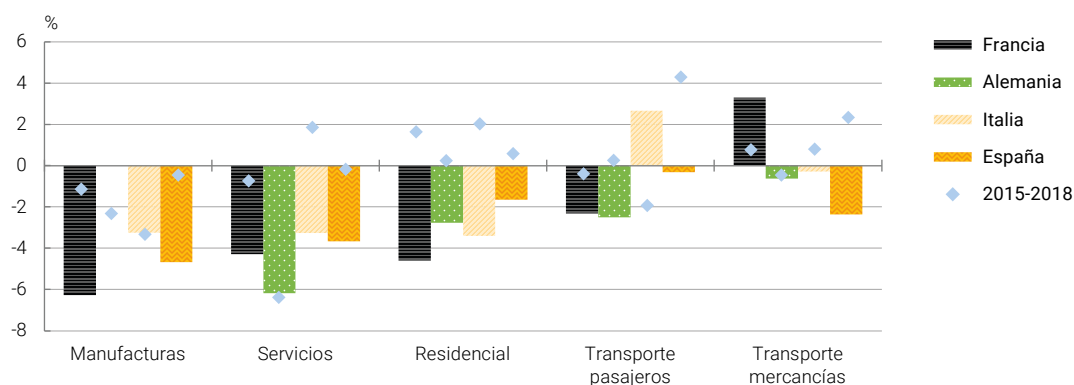
2.1.1 Eficiencia energética

La conocida como «identidad de Kaya» proporciona un marco de análisis para explorar la evolución del consumo de energía y las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) en función de varios factores macroeconómicos y tecnológicos. En términos simplificados, las emisiones totales de CO₂ de una economía pueden descomponerse en varios factores: la población, la actividad económica —en particular, el producto interior bruto (PIB) per cápita— y la intensidad de carbono —o la cantidad de CO₂ que se emite por cada unidad de PIB—. Esta última depende a su vez de dos elementos: la intensidad energética —la energía empleada por unidad de PIB— y el CO₂ emitido por unidad de energía, que actúa como indicador del nivel de descarbonización del *mix* energético. Esta formulación permite distinguir entre el efecto del crecimiento demográfico y del nivel de actividad, por un lado, y el de las mejoras de eficiencia energética y la descarbonización del *mix*, por otro.

El gráfico 1.a ilustra esta descomposición para el conjunto de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE), la UE-27 y las principales economías europeas, diferenciando entre el período 1990-2018 y la etapa pospandémica 2019-2023. A grandes rasgos, se observan dos resultados. En primer lugar, que las emisiones de CO₂

$$\text{Emisiones totales de CO}_2 = \text{Población} \times \underbrace{\frac{\text{PIB}}{\text{Población}}}_{\text{Actividad económica}} \times \underbrace{\frac{\text{Energía}}{\text{PIB}} \times \frac{\text{CO}_2}{\text{Energía}}}_{\substack{\text{Intensidad} \\ \text{energética}} \times \substack{\text{Grado de} \\ \text{carbonización del} \\ \text{mix energético}}} = \underbrace{\frac{\text{CO}_2}{\text{PIB}}}_{\text{Intensidad de carbono}}$$

Gráfico 1

Evolución de las emisiones de CO₂ y la intensidad energética y de carbono de la UE-27 y las economías avanzadas**1.a Evolución de la intensidad energética y de carbono****1.b Evolución de la intensidad energética pospandemia, respecto a 2015-2018 y 2019-2023**

FUENTES: Agencia Internacional de la Energía, Usos finales de energía e indicadores de eficiencia.

han descendido en el período posterior a la pandemia a un ritmo medio anual mayor que en las décadas previas, pese a que el aumento de la población y el PIB per cápita siguen ejerciendo, en general, una presión al alza sobre las emisiones. En segundo lugar, destaca el papel de la caída de la intensidad energética, que adquiere mayor relevancia en el período reciente como factor explicativo de la reducción de las emisiones y el consumo de energía, y en muchos casos supera en magnitud a la contribución asociada a la descarbonización de la cesta energética. La importancia relativa de esta última es, sin embargo, heterogénea entre países, y en algunos de ellos (como en España) las mejoras en el CO₂ emitido por unidad de energía —que dependen de la descarbonización del *mix* energético— también juegan un papel central.

Ahora bien, en el período reciente, una parte de la reducción de la intensidad energética podría estar relacionada con un efecto composición debido a cambios en la estructura sectorial de la actividad económica. Es decir, una menor participación relativa de las ramas más intensivas en energía —como determinados segmentos de la industria manufacturera— tiende, por construcción, a disminuir la intensidad energética agregada. En este sentido, la caída observada en la intensidad energética podría obedecer a la contracción que han experimentado en algunos países las ramas manufactureras más intensivas en energía como consecuencia de la crisis energética, y no tanto a mejoras de la eficiencia dentro de cada sector o en los patrones de consumo de los hogares.

No obstante, un análisis de los datos desagregados de intensidad energética parece apuntar a que la reducción de esta no se encuentra circunscrita al sector manufacturero. El gráfico 1.b muestra que dicha reducción presenta un carácter relativamente generalizado por países y sectores, que afecta tanto a manufacturas como a transporte, hogares y servicios. La evidencia sectorial sugiere, por tanto, que, junto a posibles cambios en la estructura productiva, se habrían producido mejoras de eficiencia también «dentro» de los propios sectores. En otras palabras, el descenso reciente de la intensidad energética parece reflejar también ganancias de eficiencia intrasectoriales. Esta intuición parece confirmarse con un análisis de la evolución del consumo energético y del valor añadido bruto (VAB) industrial en las economías europeas (véase gráfico 5), que refleja que las reducciones en el consumo de energía en este período generalmente han superado de manera notable a las caídas en el VAB.

Del mismo modo, el gráfico 1.b señala que, si bien la mejora de la intensidad energética no es un fenómeno nuevo, se ha intensificado en el período posterior a la pandemia y la crisis energética, en comparación con los años inmediatamente posteriores al Acuerdo de París de 2015. Este patrón es coherente con la experiencia histórica en episodios previos de encarecimiento de la energía. La literatura documenta que las crisis energéticas de los años setenta del siglo XX, desencadenadas por perturbaciones en la oferta de petróleo y los aumentos de su precio, dieron lugar a una aceleración de las mejoras de eficiencia energética y a una ruptura respecto a la trayectoria anterior de la intensidad energética en muchas economías avanzadas (Geller et al., 2006; IEA, 2004; Mulder et al., 2012). La evidencia disponible para el episodio reciente es acorde a esta dinámica: la respuesta a los elevados precios de la energía y a las tensiones de suministro podría haber inducido, de nuevo, a mejoras de la eficiencia.

2.2 Cambios en el patrón de consumo energético

El análisis de la identidad de Kaya también pone de manifiesto la existencia de un componente de descarbonización de la matriz energética, cuya intensidad difiere de forma apreciable entre países. En esta descarbonización hay dos efectos simultáneos, por un lado la mejora en el *mix* de la generación eléctrica con una mayor penetración de fuentes renovables y, por otro, la mayor electrificación de la economía, con una sustitución de combustibles por electricidad.

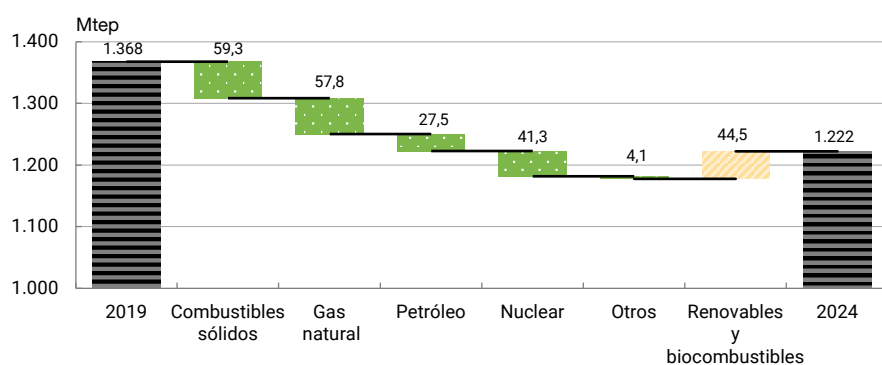
A la hora de analizar el consumo energético hay que tener en cuenta dos facetas, el consumo primario y el consumo final. Mientras que el consumo de energía primario mide los recursos tal como se extraen de la naturaleza (como petróleo, carbón o viento), el consumo final refleja la energía ya transformada y disponible para los hogares, el transporte y la industria. La diferencia entre ambos refleja las pérdidas por conversión y transporte en el sistema energético.

En el conjunto de la UE, el consumo energético primario se redujo un 10,6 % en los últimos cinco años (véase gráfico 2.a). Este descenso se debe, principalmente, a la menor utilización del gas natural, los combustibles sólidos —compuestos mayoritariamente por carbón— y la energía nuclear. En paralelo, el petróleo ha incrementado su participación en el total consumido, al igual que las fuentes renovables. Estas últimas han aumentado su peso medio en todos los países al pasar del 17 % a casi el 23 % del consumo total, lo que refuerza su papel como pilar de la transición energética europea (véanse gráficos 2.b y 2.c).

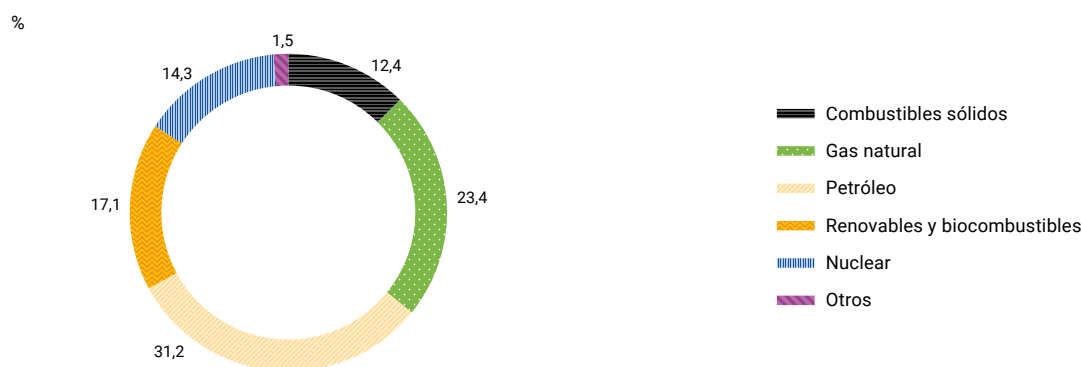
Las cuatro principales economías de la UE han reducido su consumo energético primario, con Alemania a la cabeza tras recortar un 18 % su demanda, seguida de Italia (–9,6 %), Francia (–9,5 %) y España (–6,3 %) (véase gráfico 3). En el caso alemán, las mayores disminuciones proceden de la energía nuclear, que explica el 37 % de la caída total tras el cierre definitivo de las centrales, de los combustibles fósiles sólidos (33 %) y del petróleo (29 %). Esta notable contracción responde a una combinación de factores: la menor actividad industrial posterior a la pandemia y las mejoras en eficiencia energética impulsadas por la nueva Ley de Eficiencia Energética, que fija como objetivo para el año 2030 reducir aproximadamente una cuarta parte del consumo registrado en 2021.

Consumo primario de energía en la Unión Europea (a)

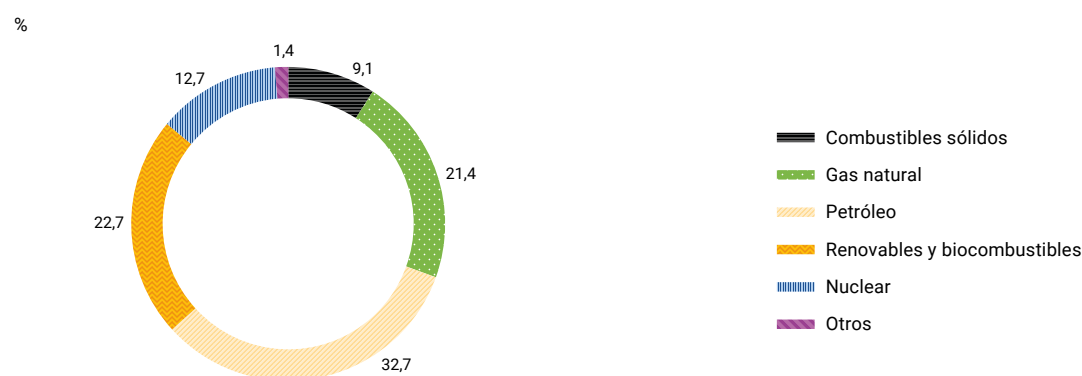
2.a Evolución del consumo primario (b)



2.b Estructura del consumo primario, 2019



2.c Estructura del consumo primario, 2024



FUENTE: Eurostat.

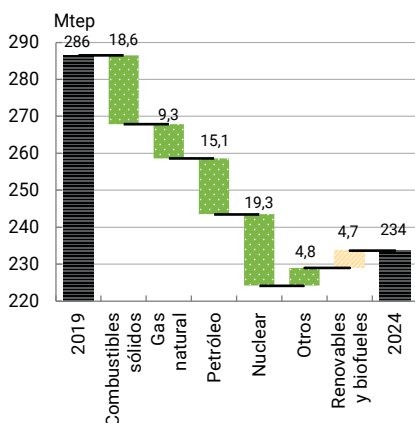
a Mtep representa millones toneladas equivalentes de petróleo.

b Consumo primario no disponible en Eurostat. Se calcula como la diferencia entre el consumo interior bruto menos los usos no energéticos tanto del sector energético como del consumo final.

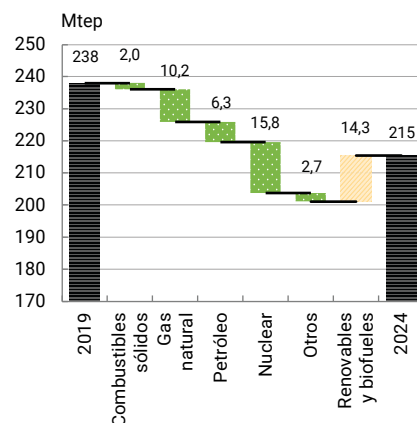
Gráfico 3

Consumo de energía primaria por país (a)

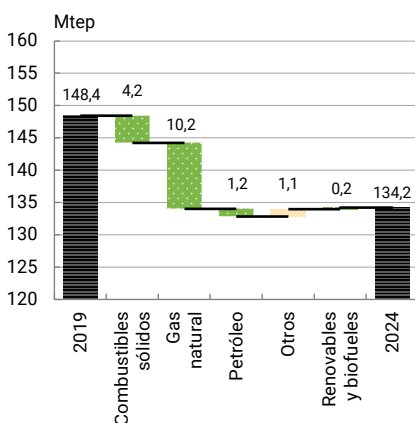
3.a Alemania



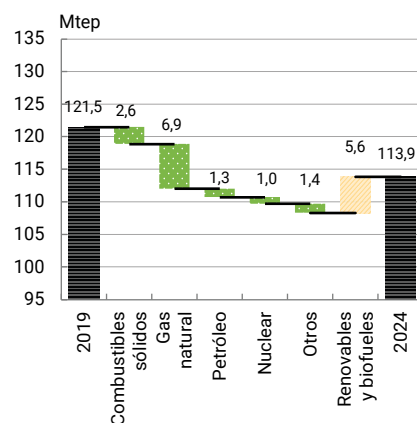
3.b Francia



3.c Italia



3.d España



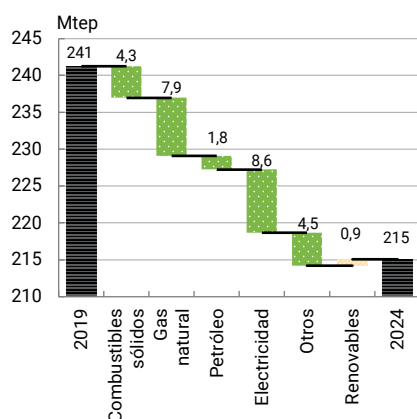
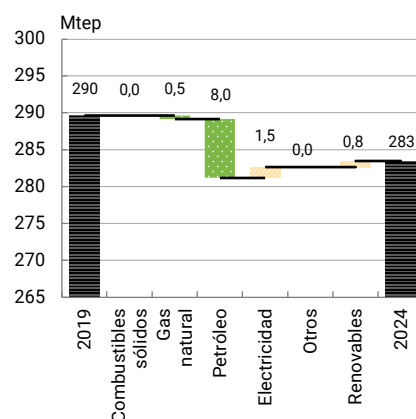
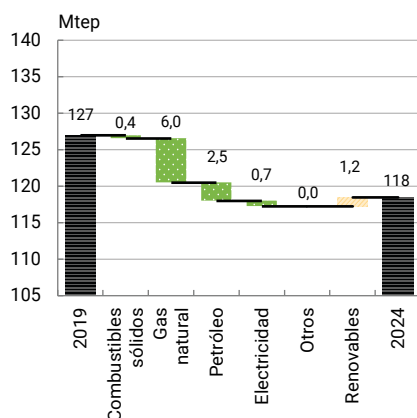
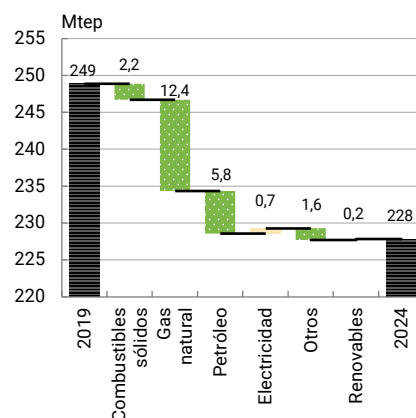
FUENTE: Eurostat.

a Eurostat no publica el consumo primario, se calcula como la diferencia entre el consumo interior bruto energético, que representa la energía disponible en el territorio, y los usos no energéticos de esas fuentes energéticas. Mtep representa millones toneladas equivalentes de petróleo.

En Francia, la reducción del consumo energético se debe principalmente al retroceso de la energía nuclear, que explica el 70 % de la caída total, seguida del gas natural y del petróleo, mientras que las energías renovables han aumentado su peso del 12,5 % en 2019 al 20,5 % en 2024. En Italia, la disminución del consumo se concentra sobre todo en el gas natural, seguida de los combustibles fósiles sólidos. En España, el fuerte descenso del uso de gas natural ha sido compensado por un notable incremento de la generación renovable, que ha ganado protagonismo en el *mix* energético nacional.

Varios países de la UE redujeron su consumo de energía nuclear, con Alemania como caso más extremo: un recorte cercano al 90 % en cuatro años que culminó con el cierre definitivo de sus centrales en abril de 2023. También se registraron descensos en Suecia (–28,7 %), debido al cierre de reactores por obsolescencia, y en Bélgica (–25 %), en el marco de un proceso de desmantelamiento progresivo de todas sus centrales, aunque el cierre de las últimas unidades se ha pospuesto por motivos de seguridad energética. Francia, por su parte, redujo un 15 %

Gráfico 4

Consumo final de energía por sector en la Unión Europea (a)**4.a Industria****4.b Transporte****4.c Servicios comerciales y públicos****4.d Hogares**

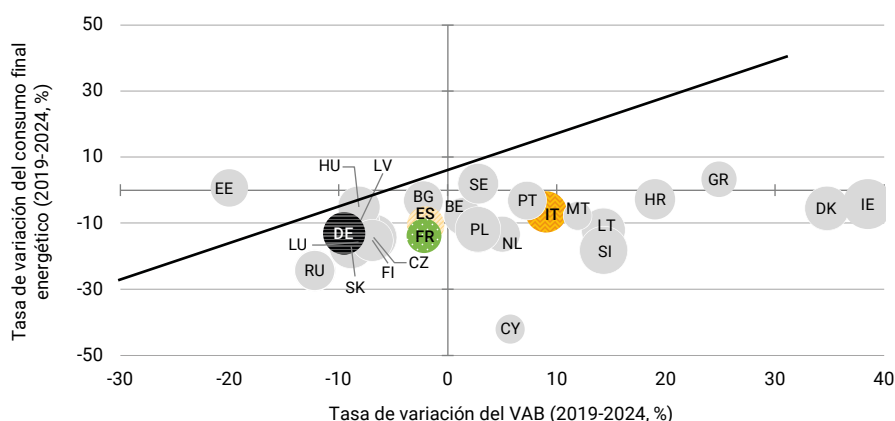
FUENTE: Eurostat.

a Mtep representa millones de toneladas equivalentes de petróleo.

su producción entre 2019 y 2022, principalmente por problemas técnicos, trabajos de mantenimiento y el cierre de la central de Fessenheim; en 2024, sin embargo, recuperó parte de la generación perdida. En contraste, Finlandia incrementó su producción nuclear un 41 % gracias a la entrada en operación del mayor reactor de la UE, mientras que la República Checa registró un aumento del 17 %. España, por último, redujo ligeramente su consumo nuclear, un 3 %, como resultado de una menor demanda energética, el creciente desplazamiento de la generación hacia fuentes renovables y las paradas de mantenimiento programadas en los reactores.

El consumo energético por sectores también se ha reducido significativamente. En este caso, se dispone solo de datos de consumo final. Las mayores caídas se han registrado en la industria (-10,8 %), en los servicios comerciales y públicos (-6,7 %) y en los hogares (-8,5 %), mientras que en el transporte la caída ha sido más moderada -2,1 %) (véase gráfico 4). En industria, la caída fue generalizada por países, si bien en múltiples países ha coincidido con una contracción del VAB real del sector industrial, incluido el sector de la construcción (véase gráfico 5). No obstante, en la mayoría de los países de la UE las caídas del consumo energético han superado a la

Gráfico 5

Sector industrial: evolución del consumo final energético y del valor añadido bruto real del sector industrial (a)

FUENTE: EUROSTAT.

NOTA: BE: Bélgica; BG: Bulgaria; CY: Chipre; CZ: República Checa; DE: Alemania; DK: Dinamarca; ES: España; EE: Estonia; FI: Finlandia; FR: Francia; GR: Grecia; HR: Croacia; HU: Hungría; IT: Italia; LT: Lituania; LU: Luxemburgo; LV: Letonia; MT: Malta; NL: Países Bajos; PL: Polonia; PT: Portugal; IE: Irlanda; RO: Rumanía; SK: Eslovaquia; SI: Eslovenia; SE: Suecia.

a El tamaño de la bola representa el peso del VAB de la industria, incluyendo el sector de la construcción, sobre el total. VAB en términos reales en euros.

reducción del VAB industrial, lo que apunta a que se habrían producido simultáneamente mejoras de la eficiencia energética. Es el caso de Alemania, Francia y España, entre otros.

La industria italiana constituiría una excepción entre los cuatro grandes países europeos. En este período 2019-2024, el VAB habría crecido un 9 %, impulsado casi en su totalidad por el dinamismo de la construcción gracias al programa de ayudas públicas a los hogares Superbonus 110, que financió hasta el 110 % de las obras de renovación con mejoras mínimas estipuladas de eficiencia energética¹. Este aumento del VAB se habría acompañado de una reducción energética menos intensa que en otros países, pero con cambios en la composición de las fuentes: el calor industrial² y la electricidad habrían disminuido, mientras que el gas natural y el petróleo habrían aumentado. El patrón podría enmascarar cambios estructurales, mejoras de la eficiencia, procesos de sustitución de fuentes y el impacto del COVID-19, con una recuperación más lenta en los sectores intensivos en energía.

Respecto al resto de sectores, se observa una marcada dispersión en el sector transporte, con descensos en Alemania (-11,6 %), Francia (-3,6 %) y España (-0, %), frente a un incremento en Italia (+6,2 %). Se observa en los cuatro países el comienzo y ampliación del consumo de biocombustibles. El consumo de electricidad del sector aumentó con la excepción de Italia, si bien hoy constituye un porcentaje aún reducido, como se verá en el epígrafe 3, siendo el menor nivel el de España con un 1,2 % del consumo total, y el mayor Alemania con un 3 %. Por su parte, tanto el sector servicios como los hogares han ahorrado energía, principalmente gas natural y petróleo, fenómeno generalizado en los cuatro países.

1 Comparativamente, en España y Francia la construcción registró una caída acumulada del 3 % durante el período analizado, mientras que la industria se redujo únicamente un 2 %. En Alemania, el ajuste en la construcción fue mucho más intenso, con un descenso del 20 %, frente al 7 % de la industria. Por su parte, en Italia, la industria permaneció prácticamente estancada, al tiempo que la construcción experimentó un notable crecimiento del 50 %, el segundo mayor aumento de toda la UE, solo por detrás de Croacia.

2 En las estadísticas energéticas de Eurostat, «calor» se refiere a la energía térmica suministrada directamente en forma de agua caliente o vapor, principalmente a través de redes de calefacción urbana o procesos industriales. Se contabiliza como calor derivado, producido a partir de combustibles, energía nuclear o renovables. Es parte de la energía que llega a los consumidores sin convertirse en electricidad.

2.3 Reconfiguración de las cadenas de suministro energéticas y dependencias

Los acontecimientos geopolíticos de los últimos años y la transformación energética estructural que supone la acción contra el cambio climático ponen de manifiesto la necesidad de reconfigurar las necesidades de energía proveniente del exterior. Reducir la dependencia de las importaciones energéticas ayuda a amortiguar los efectos de la volatilidad de los precios de la energía en el mercado mundial y a reducir el riesgo de escasez de suministro debido a conflictos bélicos o problemas de infraestructura.

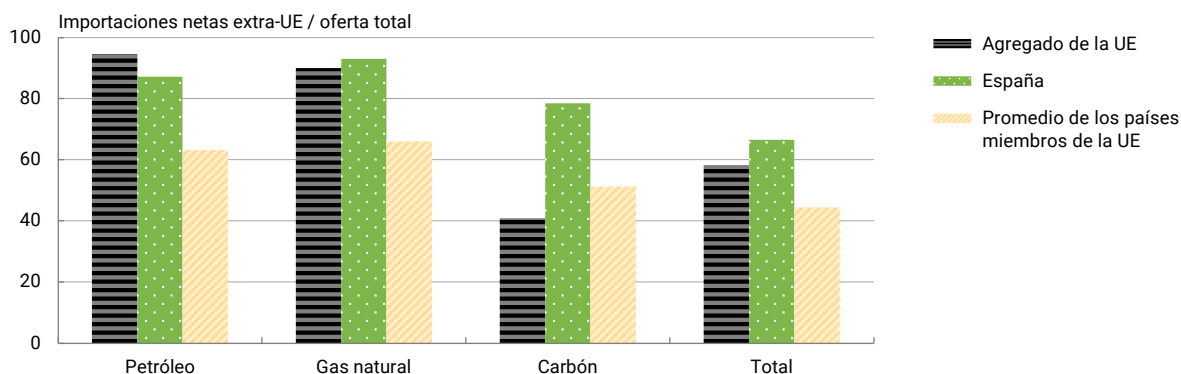
A pesar de la urgencia, el avance de la economía europea en esta métrica ha sido modesto durante los últimos cinco años. Entre 2019 y 2023, las importaciones netas de energía apenas se redujeron en 2,2 puntos porcentuales (pp) hasta suponer el 58,3 % del total de la energía bruta disponible en el agregado de la UE (véase gráfico 6.a). En los países individuales de la UE la reducción fue similar, en torno a 2,1 pp de promedio en el mismo período. Por su parte, el esfuerzo de la economía española, si bien insuficiente, fue algo más pronunciado al haber reducido su dependencia energética del exterior en 3,6 pp (hasta el 66,5 % en 2023). Por fuente energética, la UE y España continúan importando casi la totalidad del petróleo (94,5 % y 87,2 %, respectivamente) y del gas natural (90 % y 93 %, respectivamente) que consumen.

La vulnerabilidad de los países europeos debido a infraestructuras de suministro inoperativas se ha escenificado de forma nítida con el estallido de la guerra en Ucrania. El gráfico 6.b muestra la composición de las importaciones de productos energéticos de la UE y España en lo referido a sus principales países proveedores. En el conjunto de la UE, entre 2019 y 2023, la importación de productos energéticos provenientes de Rusia se ha sustituido por tres vías, el aumento de la energía suministrada por Estados Unidos (+10,3 pp hasta suponer el 16,8 % del total) y Noruega (prácticamente dobla su peso hasta alcanzar el 13,8 %), la relevancia adquirida por otros socios no europeos ya consolidados (Argelia, Libia o Kazajistán) y la diversificación en el número de países proveedores. En España, el mapa de proveedores extracomunitarios de energía ha cambiado en líneas parecidas, con el crecimiento del peso de Estados Unidos como principal socio energético (+10,5 pp hasta suponer el 17,9 % del total), o la entrada de Brasil en el tablero de proveedores de mayor relevancia.

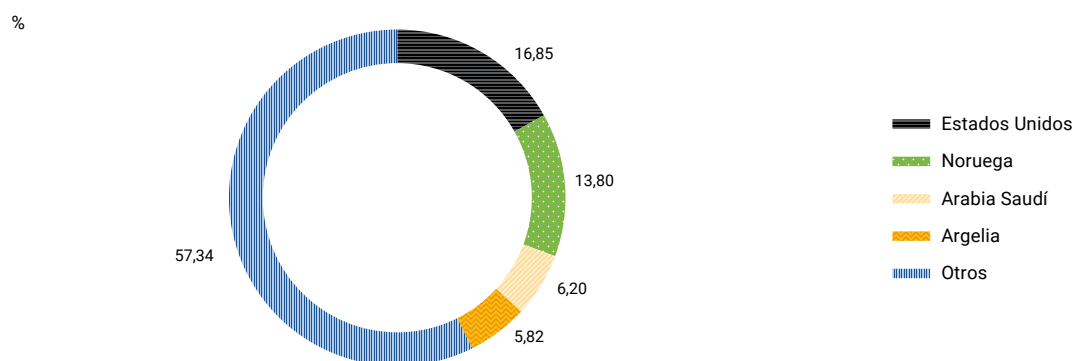
Con respecto a los tres grandes países de la UE, tal y como recoge el gráfico 7, Alemania redujo drásticamente su elevada dependencia del gas y petróleo procedentes de Rusia redirigiendo su demanda hacia Noruega, Estados Unidos y un amplio abanico de proveedores extracomunitarios. Francia aumentó las importaciones de gas natural licuado (GNL) y petróleo estadounidenses hasta alcanzar un peso del 24 % del total de la energía extracomunitaria importada. E Italia, por su parte, se ha configurado como un nuevo centro energético del sur de Europa explorando nuevas relaciones contractuales en el ámbito del gas y del petróleo con el norte de África y el Cáucaso – principalmente, Argelia y Azerbaiyán – al aprovechar su posición geográfica privilegiada y las conexiones de las tuberías Trans-Mediterránea y Trans-Adriática.

Para la UE en su conjunto, uno de los aspectos más relevantes del cambio acelerado en la composición de proveedores energéticos extracomunitarios ha sido la creciente dependencia del GNL, que alcanzó un peso del 44,4 % en el total de gas natural importado en 2023. A diferencia del gas transportado por gasoducto, el GNL puede transportarse en buques metaneros y dirigirse a distintas terminales de regasificación, lo que permite modificar con mayor rapidez los patrones de aprovisionamiento y diversificar los países proveedores sin estar condicionado por una red fija de tuberías. Esta mayor flexibilidad ha requerido, sin embargo, un esfuerzo inversor significativo en infraestructuras vinculadas a esta fuente energética.

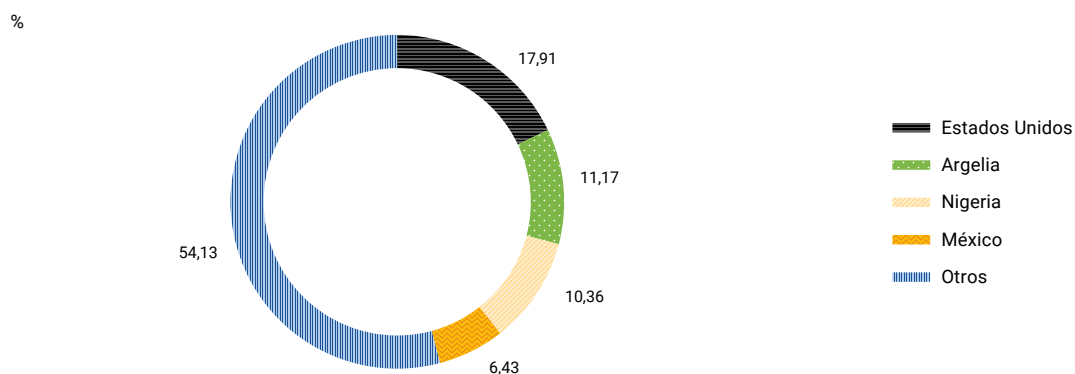
6.a Dependencia energética de España y la UE, 2023 (a)



6.b Mayores proveedores extracomunitarios de productos energéticos de la UE, 2023 (b)



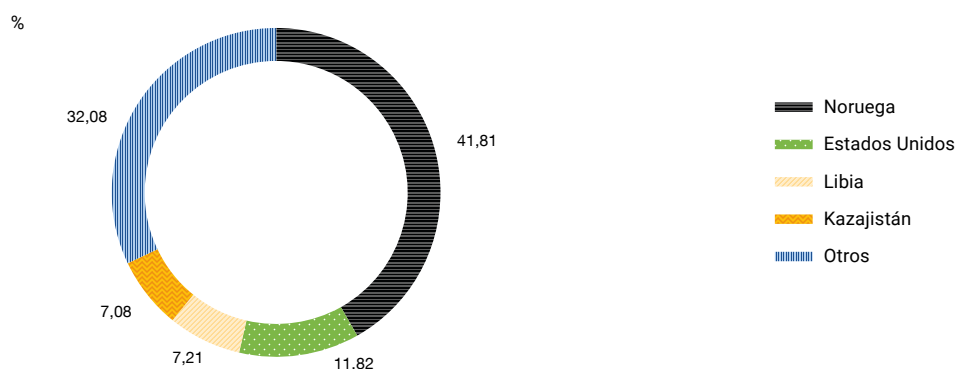
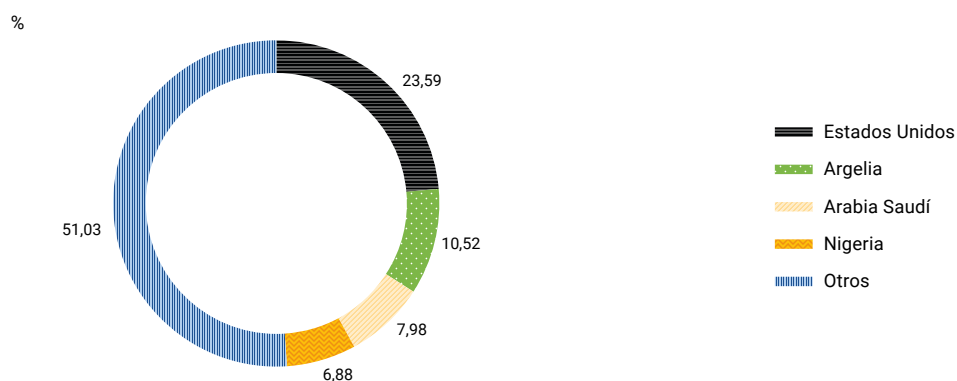
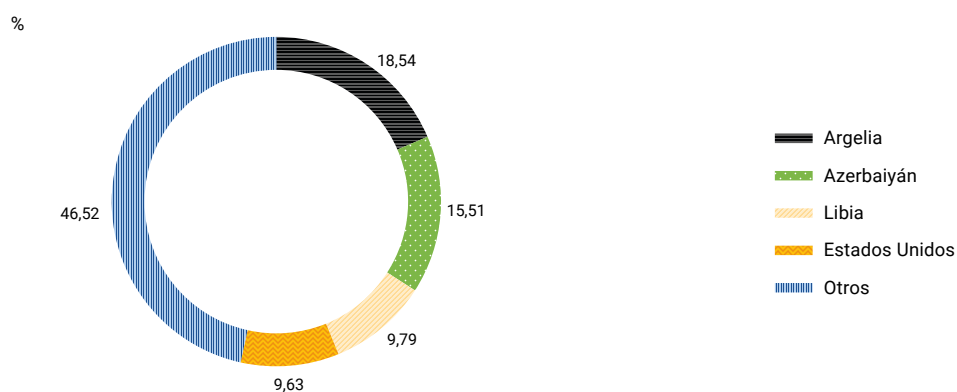
6.c Mayores proveedores extracomunitarios de productos energéticos de España, 2023 (b)



FUENTE: Eurostat.

- a** «UE»: importaciones netas provenientes de países externos al área en porcentaje de la energía bruta disponible. «Promedio de los países miembros de la UE»: importaciones provenientes de países no pertenecientes a la UE en porcentaje de producción nacional, importaciones totales y acumulación de existencias. En «Petróleo» se incluyen tanto la fuente primaria como los derivados de este y, en «Carbón», el carbón y otros combustibles fósiles sólidos según la clasificación estandarizada (SIEC, por sus siglas en inglés) de Eurostat.
- b** Cuotas del valor de las importaciones de productos energéticos (antracita, carbón, coque, turba, crudo, derivados del petróleo, gas natural, propano, butano, uranio y madera para combustible). Las cuotas de los distintos proveedores de gas natural en estado gaseoso se calculan a través de la base de datos Eurostat NRG.

Gráfico 7

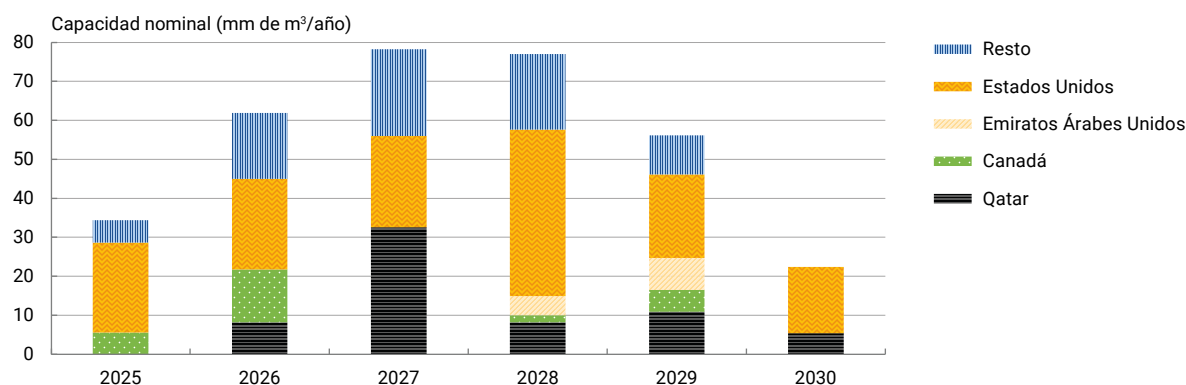
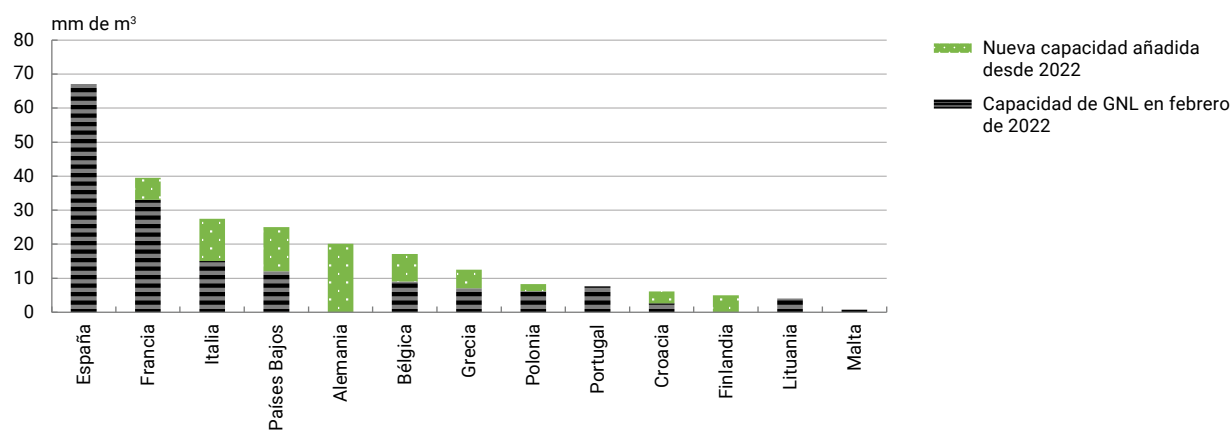
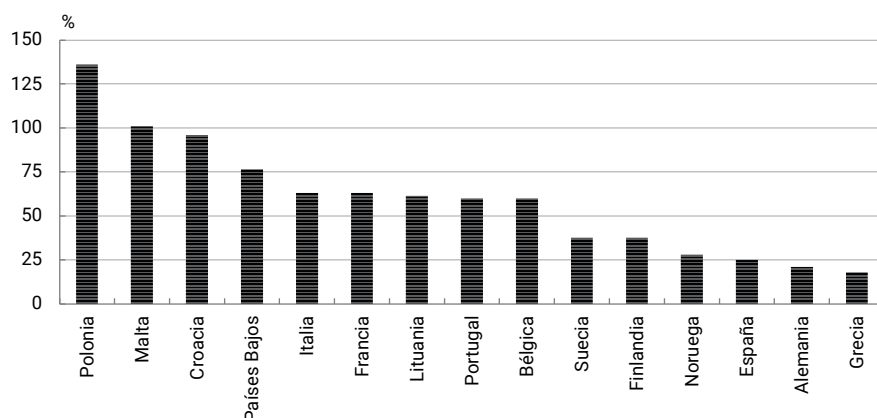
El mapa de los mayores proveedores extracomunitarios energéticos en las grandes economías europeas, 2023 (a)**7.a Alemania****7.b Francia****7.c Italia**

FUENTE: Eurostat.

a Cuotas del valor de las importaciones de productos energéticos (antracita, carbón, coque, turba, crudo, derivados del petróleo, gas natural, propano, butano, uranio y madera para combustible). Las cuotas de los distintos proveedores de gas natural en estado gaseoso se calculan a través de la base de datos Eurostat NRG.

Así, el mayor recurso al GNL se ha apoyado, en primer lugar, en una expansión significativa de la capacidad mundial de licuefacción, y en las expectativas de que esta siga ampliándose en los próximos años. Desde 2019, y tras la crisis energética, las decisiones finales de inversión en proyectos para generar nueva capacidad de licuefacción han aumentado de manera notable (Agencia Internacional de la Energía, 2025), y entre 2024 y 2030 está previsto

Gráfico 8

Evolución de la capacidad mundial de licuefacción de GNL y de la capacidad de regasificación en la UE**8.a Adiciones anuales de capacidad de licuefacción de GNL de proyectos posteriores a la decisión final de inversión****8.b Capacidad de regasificación de GNL, por países****8.c Grado de utilización de regasificación por país, 2024 (a)**

FUENTES: Agencia Internacional de la Energía, Institute for Energy Economics and Financial Analysis (LNG tracker) e International Gas Union (2025).

a Las tasas de utilización se calculan dividiendo el volumen anual de importación entre la capacidad nominal anual. La optimización y la eliminación de los cuellos de botella pueden permitir que ciertos emplazamientos importen un volumen superior a su capacidad nominal, siempre que no se exceda la capacidad de diseño, esto da lugar a una tasa de utilización superior al 100 % en algunos casos.

que entren en funcionamiento varios proyectos de gran tamaño que incrementarán sustancialmente la capacidad de producción de GNL a escala mundial. Destacan, en particular, las expansiones previstas en Estados Unidos, Qatar y Canadá, que concentran una parte muy elevada de las adiciones proyectadas de capacidad, junto con contribuciones adicionales de otros productores como Nigeria, Argentina, México o Australia (véase gráfico 8.a).

En segundo lugar, el reajuste de los flujos por tubería hacia el GNL se ha sustentado en un rápido despliegue de la capacidad de regasificación en la UE desde 2022. Antes de la invasión de Ucrania, la UE ya contaba con varios puntos de regasificación consolidados, entre los que destaca España —que implicaba en torno a un 40 % de la capacidad total—. A ello se sumaban otros países como Francia, Italia o Países Bajos, con capacidades también significativas (véase gráfico 8.b). Desde entonces, las nuevas terminales y las ampliaciones de las ya existentes han ampliado la capacidad de regasificación de la UE en torno a un 30 % en un corto espacio de tiempo —hasta alcanzar cerca de 340.000 millones de metros cúbicos (mm de m³)—, según el Institute for Energy Economics and Financial Analysis (2025), fundamentalmente en Alemania, Países Bajos, Italia, Bélgica o Francia. Esta expansión ha combinado tanto terminales *on-shore* como unidades flotantes de almacenamiento y regasificación (FSRU, por sus siglas en inglés) de rápida instalación³.

Como resultado, la capacidad de regasificación europea ya supera con holgura las importaciones efectivas de GNL. De hecho, una parte relevante de esta nueva infraestructura permanece infrautilizada (véase gráfico 8.c), lo que permitiría un elevado margen para capturar el aumento adicional de la oferta que previsiblemente se produciría en los próximos años. La infrautilización es particularmente relevante en el caso de España, que concentraba a mediados de 2025 en torno a un tercio de la capacidad de regasificación de la UE. Este margen de capacidad responde, por un lado, a limitaciones estructurales de interconexión con el resto de la red europea y, por otro, a que la infraestructura de GNL se concibe como un colchón de seguridad para la seguridad del suministro.

³ Las terminales *on-shore* son plantas fijas de regasificación en tierra firme, mientras que las FSRU son buques que almacenan y regasifican GNL y pueden conectarse de forma relativamente rápida a la red de gas.

3 Impacto de los cambios en la cesta energética en los precios mayoristas y minoristas de la energía

Los cambios en la composición de las fuentes de energía utilizadas y en los patrones de importación y aprovisionamiento de la energía tienden a trasladarse —con distinta intensidad según las características idiosincrásicas de la estructura productiva y de mercado de cada país— a la formación de los precios de la energía en los mercados mayoristas y minoristas.

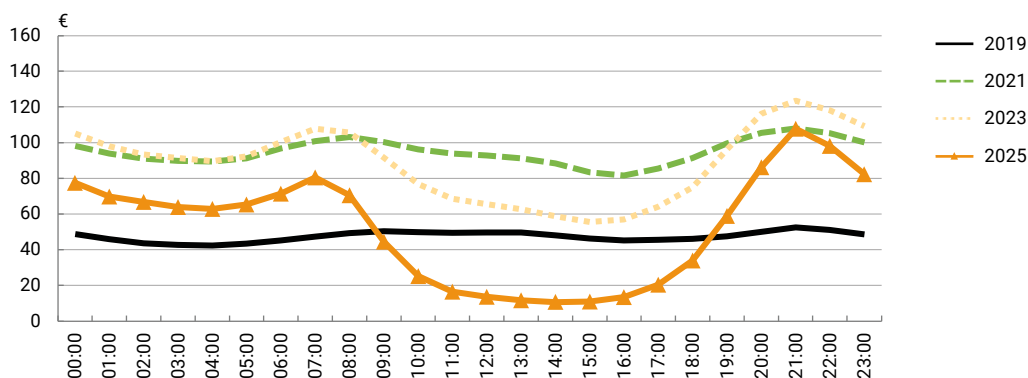
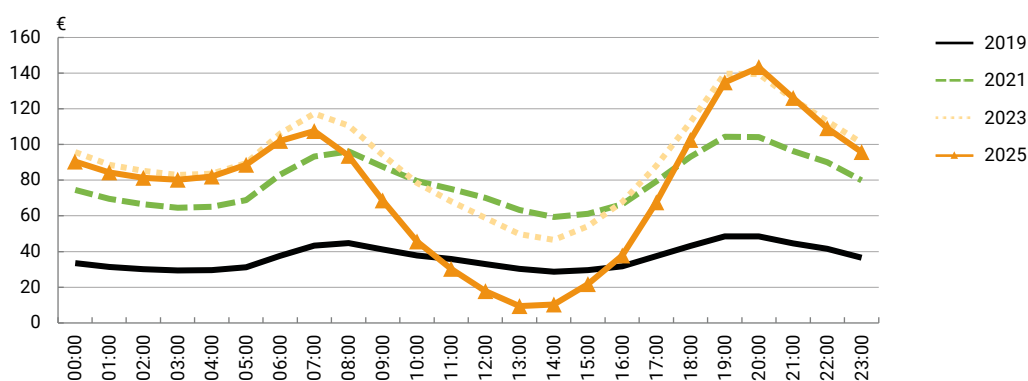
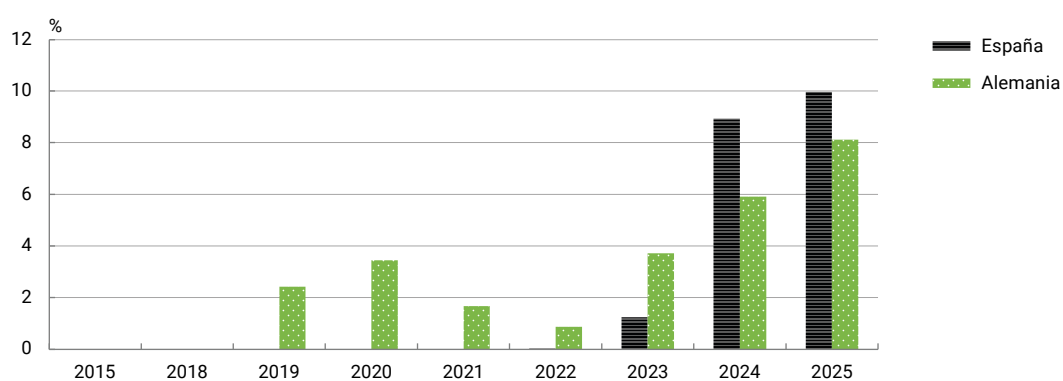
3.1 Impacto de las energías renovables sobre la formación de los precios mayoristas

Así, el rápido aumento de la generación renovable, en particular eólica y fotovoltaica, de bajo coste marginal, está alterando de manera sustancial la formación del precio marginal en los mercados mayoristas de electricidad. En el mercado marginalista europeo, el precio horario se determina, en cada período, por el coste marginal de la última unidad necesaria para atender la demanda. Es decir, para cada hora del día las empresas generadoras presentan ofertas de venta indicando la cantidad de electricidad que están dispuestas a suministrar y el precio al que aceptarían hacerlo, mientras que las comercializadoras y otros agentes formulan sus ofertas de compra en función de la demanda prevista de sus clientes. Con esta información, el operador del mercado en cada país miembro ordena, para cada hora, las ofertas de venta de menor a mayor precio y las de compra en sentido inverso, construyendo así las curvas agregadas de oferta y demanda. El precio horario de casación se determina en el punto en el que ambas curvas se cruzan y viene dado, en la práctica, por el coste marginal de la tecnología más cara necesaria para satisfacer la totalidad de la demanda de electricidad en esa hora. Todas las unidades aceptadas de generación —incluidas las que ofertan prácticamente a coste cero, como la eólica o la solar, conocidas como «inframarginales»— son retribuidas a ese mismo precio marginal, por lo que obtienen «rentas inframarginales» aquellas tecnologías cuyos costes son inferiores al precio casado. De manera muy simplificada, las tecnologías con menor coste marginal —eólica, solar fotovoltaica y, en muchos casos, la hidráulica fluyente— suelen ofertar a los precios más bajos. Les siguen generalmente tecnologías como la nuclear y la hidráulica regulable, mientras que las tecnologías térmicas fósiles —en particular el carbón y, sobre todo, los ciclos combinados de gas— ofrecen habitualmente los precios más altos.

En este marco, el despliegue de renovables desplaza hacia la derecha la parte inicial de la curva de oferta —aquella asociada a las tecnologías de bajo coste marginal— y expulsa de la casación a las tecnologías térmicas de mayor coste en un número creciente de horas. Este desplazamiento genera una presión a la baja sobre el precio esperado de casación: para una misma senda de demanda y de precios de combustibles y derechos de emisión, la probabilidad de que la unidad marginal corresponda a una tecnología de bajo coste marginal aumenta, mientras que disminuye la frecuencia con la que las tecnologías fósiles fijan el precio. En la práctica, este efecto coexiste con otros factores que también influyen en el nivel de precios —como la trayectoria de los precios del gas o del CO₂—, pero, a igualdad de condiciones, un mayor peso de las renovables tiende a reducir el nivel medio del precio mayorista a lo largo del ciclo. Así, Quintana (2024) estimaba que en la primera mitad de 2024 el precio mayorista de la electricidad en España fue un 40 % inferior respecto al escenario en el que la penetración de la energía solar y eólica se hubiera mantenido en torno a los niveles de 2019.

Además, a medida que aumenta el peso de la generación renovable, no solo se modifica el nivel medio de los precios mayoristas de la electricidad, sino también su distribución intradiaria y su volatilidad. Cuando una parte significativa de la demanda se cubre sistemáticamente con renovables, se reduce de forma acusada el número de horas en las que las tecnologías térmicas fijan el precio. En esas horas, sin embargo, estas tecnologías siguen siendo necesarias para asegurar la cobertura de la demanda, por lo que deben recuperar sus costes fijos en un

Gráfico 9

Impacto de las energías renovables sobre la formación de los precios mayoristas (a)**9.a Precio medio horario en el mercado eléctrico mayorista en España, primavera-verano****9.b Precio medio horario en el mercado eléctrico mayorista en Alemania, primavera-verano****9.c Porcentaje de horas con el precio de la electricidad igual a cero, España y Alemania**

FUENTES: ENTSO-e y elaboración propia.

a Para 2025, se han utilizado datos hasta el último día disponible (2 de diciembre de 2025).

menor número de períodos de funcionamiento. Esto genera un entorno en el que coexisten muchas horas con precios muy reducidos —incluso cercanos a cero o negativos— con otras en las que el precio horario puede situarse en niveles muy elevados. En términos de mercado, el proceso de transición hacia un *mix* más renovable se asocia así a precios mayoristas con una media más baja, pero con una mayor volatilidad intradiaria en los precios.

Como ilustran los datos horarios de la European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-e) para España y Alemania (véanse gráficos 9.a y 9.b), la expansión de la generación renovable —en particular, la fotovoltaica— ha modificado de forma sustancial el perfil intradía de los precios mayoristas. En las horas centrales del día, cuando la producción solar alcanza su máximo y la demanda residual —esto es, la parte de la demanda no cubierta por renovables— se reduce con fuerza, los precios tienden a situarse en niveles muy bajos. Por el contrario, al atardecer, cuando la generación fotovoltaica cae rápidamente y repunta la demanda residual, se observan rampas de subida cada vez más pronunciadas en los precios. Este cambio en la forma de la curva de precios ha dado lugar a un patrón conocido como «curva de pato». En comparación con la situación previa a la expansión renovable, los mercados mayoristas europeos —y, en particular, los de los países con mayor penetración de eólica y solar— presentan por tanto un aumento notable del número de horas con precios marginales nulos o negativos (véase gráfico 9.c) y un incremento progresivo de la volatilidad intradiaria, que conllevan algunos retos que serán discutidos en el epígrafe 4.

3.2 Evolución de los precios mayoristas de la electricidad en función de su *mix* energético y los patrones de importación y aprovisionamiento de energía

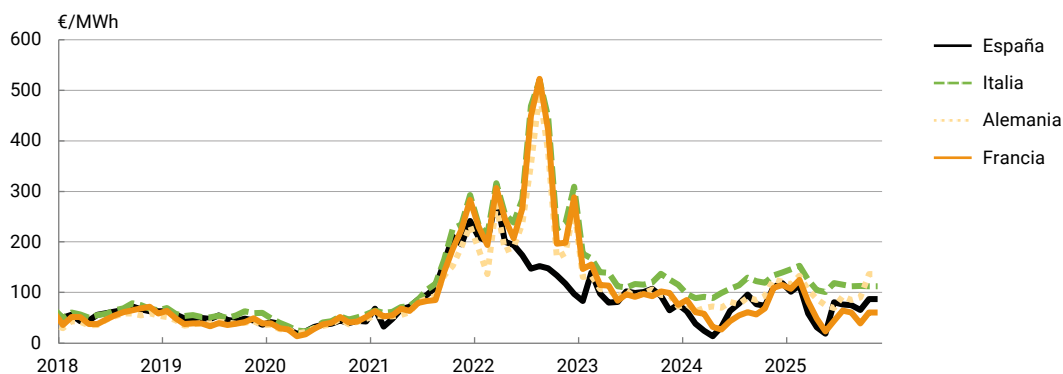
El gráfico 10 muestra la evolución de los precios mayoristas de la electricidad en las principales economías europeas desde 2018. Tras un período de relativa estabilidad y precios más sincronizados hasta 2020 —con niveles compatibles con un entorno de precios moderados del gas—, se observa un cambio de régimen a partir de mediados de 2021, con un aumento abrupto que culmina en 2022. Este episodio responde, en primer lugar, a una recuperación del precio asociada a la recuperación pospandémica y, posteriormente, al fuerte encarecimiento del gas natural en los mercados europeos, que alcanzó picos cercanos a los 350 euros por MWh, como consecuencia de la disrupción del suministro ruso tras la invasión de Ucrania.

Este componente común se vio amplificado por algunos factores idiosincrásicos derivados de las diferencias en la estructura del *mix* energético y la composición de sus proveedores. En Francia, el repunte de 2022 se intensificó por una menor disponibilidad del parque nuclear como consecuencia de la corrosión en algunos reactores y las olas de calor que pusieron en riesgo su adecuada refrigeración dada la elevada temperatura de algunos ríos. En Alemania, la mayor dependencia del gas ruso —en un entorno en el que se culmina además el cierre de las últimas centrales nucleares en 2023— contribuyó a una dinámica de precios tensionada. En el caso de España, por el contrario, el mecanismo ibérico vigente desde junio de 2022 limitó el precio de referencia del gas utilizado para la generación eléctrica, contribuyendo a contener el precio mayorista en el pico de la crisis (García-Martínez y Pacce, 2023).

A partir de finales de 2022, el gráfico 10 muestra una normalización generalizada de los precios mayoristas de la electricidad en los principales mercados europeos. Esta corrección es coherente con los cambios en el patrón de consumo de energía —epígrafe 2.2—, la relajación progresiva de las tensiones en los mercados de gas —en línea con la reconfiguración de proveedores y el mayor recurso al GNL descritos en el epígrafe 2.3— y con una demanda energética más contenida.

No obstante, la normalización de los precios en esta etapa se caracteriza por una mayor volatilidad de estos, que se ha multiplicado entre 2 y 3 veces con respecto a la volatilidad registrada en el período previo a la pandemia. Además, se observa una mayor divergencia entre países que en el período previo a la crisis energética. En España, el descenso es relativamente más intenso, en consonancia con el mayor peso creciente de la generación renovable de bajo coste marginal, su elevada capacidad de regasificación y menor dependencia del gas ruso, así como de la recuperación de la generación hidráulica tras varios años de sequía, que han facilitado

Gráfico 10

Evolución del precio mayorista de la electricidad en los principales mercados europeos**10.a Precio de la electricidad en el mercado de generación**

FUENTE: LSGE Workspace.

NOTA: Los precios reflejan la media del mercado *spot* diario (*day-ahead*) por MWh vendido en cada período temporal.

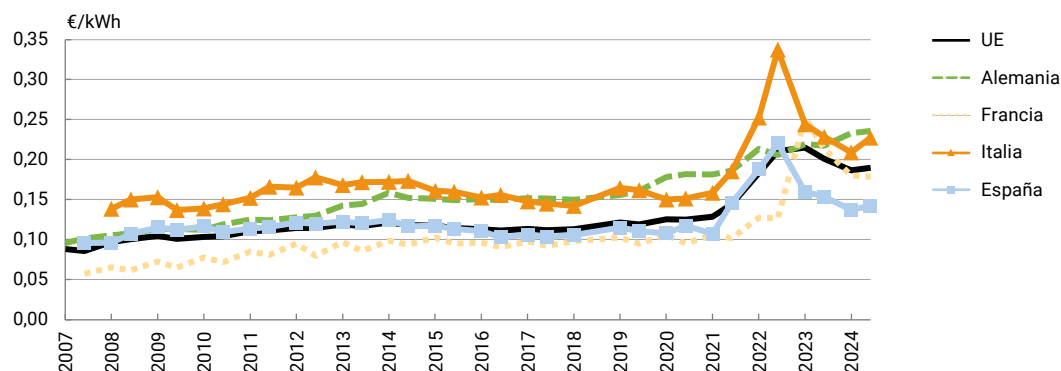
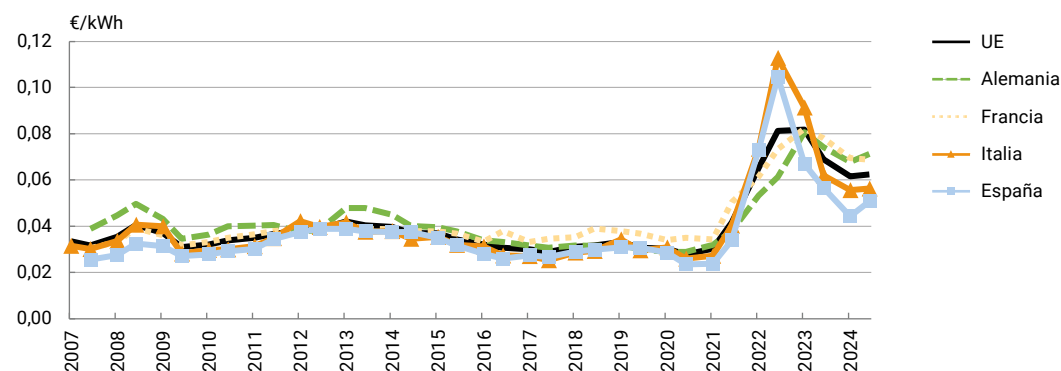
una cierta moderación del precio. En Francia, la caída desde 2023 es también marcada, en la medida en que se recupera gradualmente la disponibilidad del parque nuclear tras las incidencias de 2022, reduciendo la necesidad de generación térmica e importaciones en un contexto de gas menos tensionado. En Italia, por el contrario, los precios se mantienen de forma más persistente en la parte alta del rango, lo que es coherente con una dependencia estructural mayor del gas en el *mix* de generación eléctrica [42 % en 2024 (véase gráfico 13)], la ausencia de nuclear y un nivel extremadamente limitado de interconexiones (véase gráfico 15), que se ha visto compensado únicamente por la rápida diversificación del suministro de gas con base en las nuevas relaciones contractuales con países como Argelia o Azerbaiyán comentadas en el epígrafe anterior. Finalmente, en Alemania la corrección fue menos acentuada, en un entorno en el que el sistema combina una elevada penetración renovable con una menor disponibilidad de generación nuclear tras el cierre de las centrales, y un papel relevante de las tecnologías térmicas de mayor coste y de las importaciones para cubrir episodios de baja producción renovable, lo que tiende a sostener un suelo de precios mayoristas superior al de otras economías.

3.3 Traslado a precios minoristas, cambios en precios relativos y competitividad

Los efectos de estos cambios en los mercados mayoristas solo se trasladan parcialmente, y con retrasos diferentes según el país, a los precios minoristas que afrontan los hogares y las empresas. La magnitud y la velocidad de esa traslación dependen de varios elementos institucionales y de mercado: el peso relativo de los contratos indexados frente a los de precio fijo, la frecuencia de renovación de los contratos, el nivel de competencia, la estructura de peajes y recargos regulatorios, la presencia de impuestos específicos sobre la energía o, más recientemente, las medidas de apoyo público desplegadas durante la crisis energética. Como resultado, las perturbaciones similares en los precios mayoristas pueden dar lugar a trayectorias muy diferenciadas en los precios finales de la electricidad y del gas entre países.

Desde una perspectiva agregada, los precios minoristas de la energía afectan, por un lado, al poder adquisitivo de los hogares y, por otro, a los costes de producción de las diversas industrias y sectores, sobre todo de aquellas actividades más intensivas en el uso de energía, lo que condiciona su competitividad frente a la de otros países. La combinación de una mayor penetración de las renovables, los ajustes en el uso de combustibles fósiles y la reconfiguración de los proveedores externos ha dado lugar, en los últimos años, a una evolución heterogénea

Gráfico 11

Evolución del precio minorista de electricidad y gas para usos industriales en la UE y las principales economías europeas**11.a Precio de la electricidad para usos industriales en la UE****11.b Precio del gas para usos industriales en la UE**

FUENTE: Eurostat

NOTA: La frecuencia es semestral. Los datos se refieren a consumidores industriales de tamaño medio (banda IC para electricidad y banda I3 para gas).

de los precios mayoristas de la energía en Europa, que se ha traducido en cambios apreciables en los precios minoristas en cada uno de los mercados, así como en su posición relativa.

En lo que sigue, se analiza, en primer lugar, la evolución reciente de los precios minoristas de la electricidad y el gas para los consumidores industriales en las principales economías europeas —donde se distingue la etapa prepandemia, la fase de crisis energética y el episodio más reciente de relativa normalización—. En línea con la evolución de los precios mayoristas, se aprecia en primer lugar un patrón común: entre 2007 y la víspera de la crisis energética los precios para usos industriales evolucionaron de forma relativamente gradual, con una ligera tendencia al alza en la electricidad y un perfil algo más cíclico en el gas. A partir de finales de 2021, y durante el año 2022, la crisis del gas ruso provoca en Europa un aumento abrupto de los precios en los mercados de gas que se traslada, así mismo, al precio de la electricidad. Posteriormente, los precios corrigen esta tendencia, en algunos países con fuerza y sobre todo en el gas, si bien no regresan plenamente a los niveles precrisis (véanse gráficos 11.a y 11.b). Cabe destacar que este perfil se observa de forma parecida en los precios de la electricidad y del gas para los hogares, con una menor corrección pospandemia en el conjunto de la UE⁴.

⁴ Para un análisis detallado del mercado minorista de la electricidad en España, véase García-Martínez y Pacce (2023).

Se observan, además, diferencias entre países en cuanto a la evolución de los precios minoristas de la electricidad y el gas para usos industriales. En electricidad, de manera coherente con su mayor precio en el mercado mayorista, Italia es de forma sistemática el país con precios industriales más elevados a lo largo de toda la muestra, mientras que Francia se sitúa en la parte baja del rango. Alemania se mueve en torno a la media de la UE en la fase previa a la crisis energética, pero se encarece con especial intensidad durante el pico de 2022 y permanece posteriormente en niveles elevados. España parte de niveles ligeramente inferiores a la media europea y, si bien registra un aumento muy acusado en 2021-2022, la corrección posterior es relativamente rápida, de modo que a finales de 2024 se perfila como el país con un menor nivel de precios entre las principales economías europeas y sustancialmente por debajo de la media de la UE. En el gas, las trayectorias son muy similares hasta 2020; la divergencia se concentra en el episodio de 2021-2022 y en la posterior normalización, donde España registra una caída más pronunciada que la mayoría de sus socios y pasa a situarse en la parte baja del rango europeo, mientras que Francia y Alemania mantienen niveles algo más elevados.

Ahora bien, desde el punto de vista de la competitividad, el aspecto relevante no es solo el nivel de los precios en cada país, sino su evolución y la posición relativa respecto a sus socios comerciales. Por ello, a continuación, se construyen indicadores de precio relativo de la energía entre países y períodos, que permiten evaluar hasta qué punto se han producido ganancias o pérdidas de posición relativa en términos de coste energético. Finalmente, se relacionan estas dinámicas con los precios de producción de las ramas manufactureras más intensivas en energía, como aproximación al impacto potencial de los cambios en los precios de la energía sobre la competitividad de los sectores expuestos.

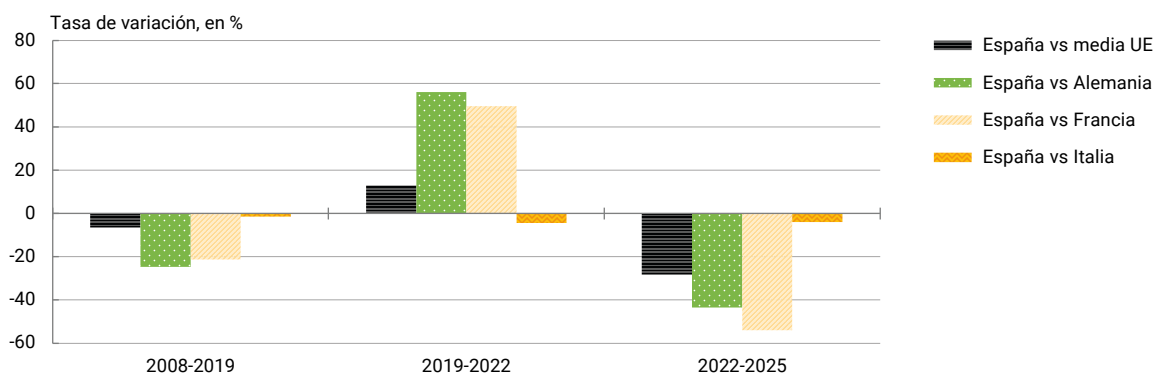
El gráfico 12 presenta la variación del precio relativo de la electricidad (véase gráfico 12.a) y del gas (véase gráfico 12.b) en España frente a la media de la UE y respecto a Alemania, Francia e Italia, desagregada por períodos. De esta manera, valores negativos indican que el precio de la energía en España ha aumentado menos (o ha caído más) que en el país de referencia, de modo que mejora su posición relativa, mientras que valores positivos apuntan a un encarecimiento relativo. En el caso de la electricidad, en el período anterior a la pandemia el precio de la electricidad en España se abarató en términos relativos frente a todos los socios considerados, con reducciones del precio relativo de en torno a un 20 % con Alemania y Francia. No ocurrió lo mismo en el caso del gas, para el que, en los años previos a la pandemia, el precio relativo en España tendió a deteriorarse, especialmente frente a Alemania, con la que España experimentó un mayor encarecimiento —de más de un 60 % , consecuencia de la mayor disponibilidad en Alemania de gas ruso a precios reducidos durante este período—, y en menor medida frente a la media de la UE e Italia.

El período pospandemia (2019-2025) se caracteriza por dos fases claramente diferenciadas. Entre 2019 y 2022, tanto en gas como en electricidad, el precio relativo de la energía en España aumentó frente a la UE y frente a Alemania y Francia. En el caso eléctrico, este encarecimiento relativo se explica en buena medida por el mayor traslado de los costes del gas y de los derechos de emisión de CO₂ al precio minorista en España. Así, la elevada proporción de contratos indexados al mercado mayorista (tarifas dinámicas) y el diseño marginalista del mercado eléctrico europeo, en el que con frecuencia el gas fija el precio de casación, hicieron que en España el aumento del coste del gas y de las emisiones se trasladasen con mayor rapidez e intensidad a las facturas (Pacce, Sánchez y Suárez-Varela, 2021). En el caso del gas, el incipiente encarecimiento de los precios mayoristas internacionales se traduce también en un incremento relativo del precio para los consumidores industriales en España frente a buena parte de sus socios (con la excepción notable de Italia).

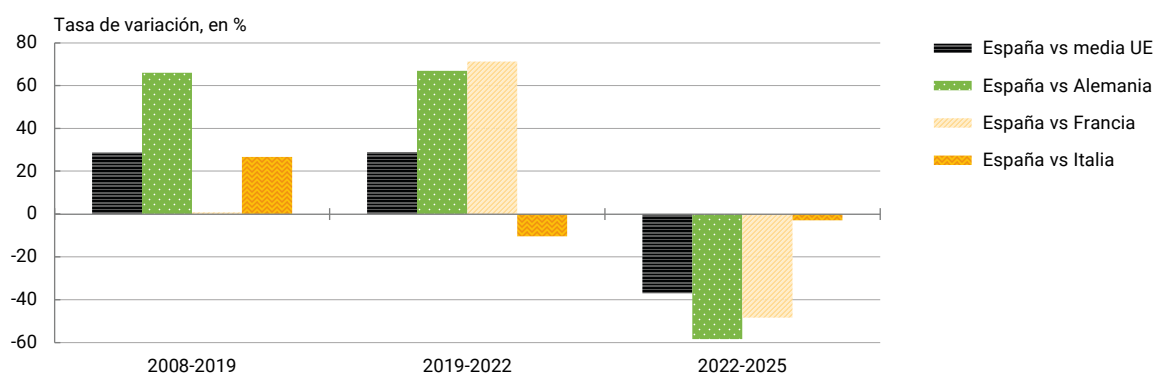
Gráfico 12

Evolución del precio relativo de la electricidad y el gas, y de los precios de producción de bienes intensivos en energía para la UE y las principales economías europeas

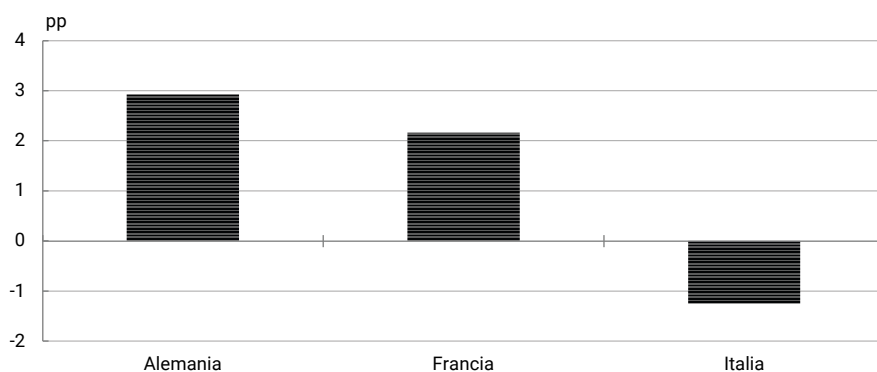
12.a Evolución del precio relativo de la electricidad para usos industriales (a)



12.b Evolución del precio relativo del gas para usos industriales (b)



12.c Cambio acumulado en el índice de precios (no domésticos) de la producción industrial, manufacturas intensivas en energía, diferencial de cada país con respecto a España, 2019-2023 (b) (c)



FUENTES: Eurostat y elaboración propia.

a Los datos se refieren a consumidores industriales de tamaño medio (banda IC para electricidad y banda I3 para gas).

b Diferencial de inflación acumulada con respecto a España entre 2019 y 2023 en sectores de manufacturas intensivos en el uso de energía.

c Se emplean índices de precios industriales de bienes vendidos en mercados extranjeros. Las manufacturas intensivas en energía se definen según el BCE (2023). Los subsectores de manufactura intensiva en energía incluyen: la fabricación de productos alimentarios y bebidas; fabricación de madera y productos de madera y corcho (excepto muebles); fabricación de papel y productos de papel; fabricación de productos químicos; fabricación de caucho y productos de caucho; fabricación de otros productos minerales no metálicos; y la fabricación de metales básicos y productos metálicos fabricados. La fabricación de coque y productos refinados del petróleo se excluye, ya que forma parte del grupo industrial energético. Para obtener el agregado de bienes intensivos en energía se ha ponderado la evolución en cada industria por su peso sobre el valor añadido bruto industrial real. Para ello, se ha tomado como referencia el año 2023.

A partir de 2022, la dinámica cambia de signo. En el ámbito español, factores anteriormente comentados como el fuerte despliegue de capacidad renovable, la menor dependencia del gas natural ruso, la fortaleza de España como centro de regasificación de GNL y medidas específicas como el mecanismo ibérico de tope al gas para la generación eléctrica han contribuido a abaratar el precio mayorista y minorista de la electricidad. Como resultado, entre 2022 y 2025 los precios de la electricidad y del gas para usos industriales se han reducido más en España que en el conjunto de sus principales socios comerciales. El diferencial de los precios eléctricos se reduce de forma muy acusada respecto a Alemania y Francia y también, aunque en menor medida, frente a la media de la UE e Italia. En gas, el ajuste es igualmente intenso: el sobre coste relativo acumulado —en especial, durante la crisis energética—, frente a la UE y a varios socios, se corrige y pasa a convertirse en una ventaja de precio (véase gráfico 11).

Finalmente, el gráfico 12.c relaciona estas dinámicas con los precios de producción industrial (PPI) para el mercado no doméstico de las ramas manufactureras más intensivas en la utilización de energía. El insumo de energía, directo e indirecto, en la producción de estas ramas de manufacturas varía entre el 4 % que supone en la fabricación de productos alimentarios y bebidas hasta el 10 % en la fabricación de metales básicos (véase Banco Central Europeo, 2022). El gráfico muestra el diferencial de inflación acumulada entre 2019 y 2023 de los principales competidores europeos frente a España en la producción de manufacturas más intensivas en energía. Un valor positivo (negativo) del diferencial indica una ganancia (pérdida) de competitividad, entre 2019 y 2023, de la industria española intensiva en energía. En España, la tasa de variación de los precios industriales de bienes intensivos en energía vendidos en el mercado exterior alcanzó el 21 % entre 2019 y 2023. Frente a las dos grandes economías europeas, el gráfico 12.c muestra que España ganó entre 2 pp y 3 pp de competitividad-precio en su producción, lo que indica una evolución relativamente más favorable de los costes en estos sectores intensivos en energía. Frente a Italia, perdió en torno a 1 pp de competitividad-precio en el mismo período.

4 Desafíos estratégicos de la transición energética

4.1 Aumento de la participación de las energías renovables en la generación eléctrica

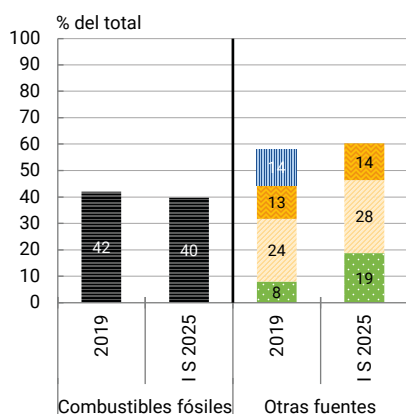
La transición energética no se limita a la sustitución de combustibles fósiles por renovables en la generación, sino que supone también una transformación profunda en los patrones de consumo. En este proceso se desarrollan dos facetas complementarias: la sustitución de energía fósil por energía renovable en la generación eléctrica y la electrificación, es decir, el proceso de sustituir el uso directo de combustibles fósiles (carbón, petróleo, gas) en los distintos sectores de la economía —transporte, calefacción, industria, servicios— por el uso de la electricidad como fuente de energía final.

La generación eléctrica procede hoy en una proporción creciente de energías renovables, superando los niveles de años anteriores. Los datos actualizados hasta junio de 2025 muestran una tendencia generalizada de reducción progresiva en el uso de combustibles fósiles, aunque con marcadas diferencias en los modelos energéticos de cada país (véase gráfico 13).

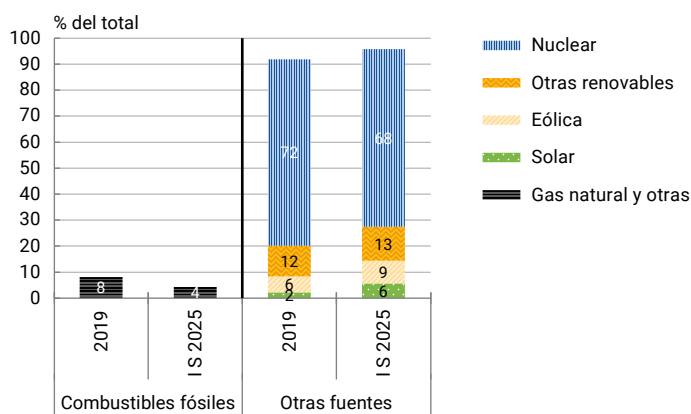
Gráfico 13

Generación eléctrica por fuentes

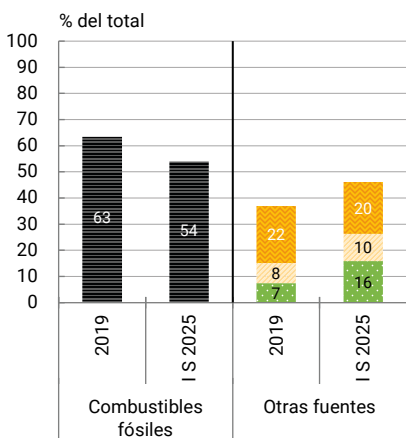
13.a Alemania



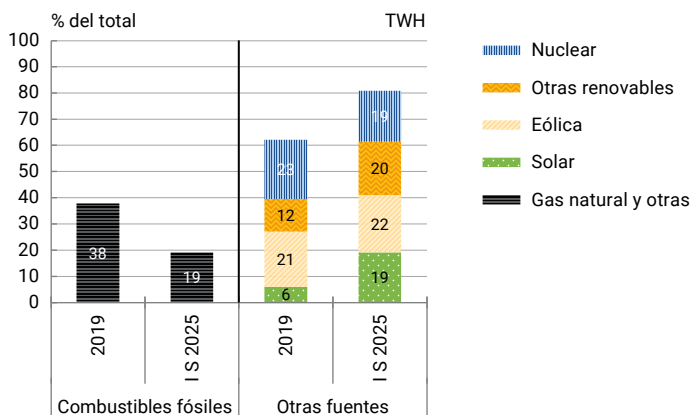
13.b Francia



13.c Italia



13.d España



FUENTE: ENTSO-e.

a Otras incluye: carbón, petróleo, esquistos bituminosos, residuos y otros. Otras renovables incluye hidráulica, biomasa, geotérmica y otros.

En Alemania, el cierre de las centrales nucleares se ha compensado con un notable crecimiento de la energía solar, que se ha convertido en uno de los pilares de su *mix* de generación eléctrica. Por su parte, Francia mantiene su fuerte dependencia de la energía nuclear, aunque se observa un ligero aumento en la participación de las renovables dentro de su sistema eléctrico. En España, la energía solar ha ganado protagonismo, sustituyendo parte de la generación proveniente de las plantas de ciclo combinado de gas. Mientras tanto, en Italia, la sustitución de las plantas térmicas de carbón por energía solar y el mantenimiento de la hidráulica han transformado su panorama eléctrico. Además, varias compañías han invertido en la repotenciación de antiguas centrales hidroeléctricas, mejorando su eficiencia y prolongando su vida útil.

Francia ha hecho una apuesta clara por la energía nuclear, buscando situarse en la vanguardia mundial de esta tecnología. El país planea ampliar la vida útil de sus reactores hasta 60 años, frente a la media actual de 40, y ha anunciado la construcción de catorce nuevas unidades, mientras mantiene en funcionamiento sus 57 reactores actuales.

No obstante, esta estrategia enfrenta desafíos importantes, como el impacto de las olas de calor, que en ocasiones obligan a detener reactores por falta de agua suficientemente fría para su refrigeración, y la dependencia del suministro de uranio, vulnerable a las crisis geopolíticas en los países productores.

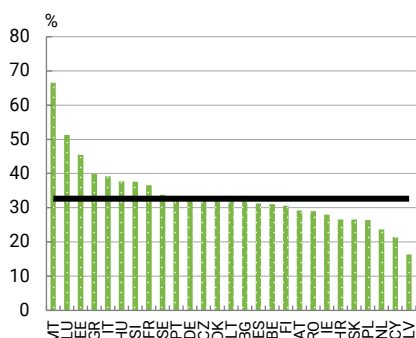
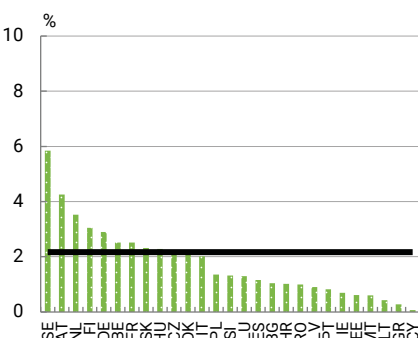
4.2 Avanzar hacia una mayor electrificación de la economía

El consumo final de energía continúa dominado por los combustibles fósiles, en gran medida debido al bajo nivel de electrificación de varios sectores. La diversificación hacia nuevas fuentes energéticas es hoy más viable en la generación eléctrica que en el uso directo de combustibles, aunque los nuevos biocombustibles y los avances tecnológicos, como el empleo de hidrógeno, podrían modificar esta dinámica en el futuro. A corto plazo, la creciente penetración de renovables en la generación eléctrica refuerza la necesidad de avanzar en la electrificación, especialmente en los sectores menos electrificados. La UE tenía en 2024 un nivel de consumo de electricidad sobre el total del consumo final del 22 %, por debajo de Estados Unidos (23 %) y de China (28 %).

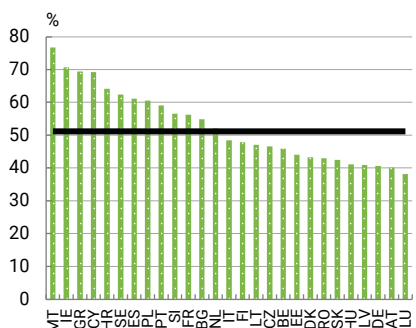
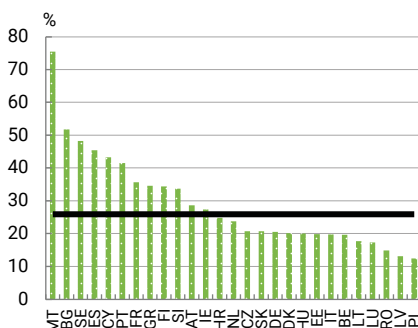
Existe, además, una marcada heterogeneidad en los niveles de electrificación por sectores y países. Según los datos de 2023, el sector servicios es el que alcanza el mayor grado de electrificación, con un 51 %, mientras que el transporte continúa siendo el más rezagado, con un promedio europeo del 2 % (véase gráfico 14). En el ámbito doméstico, el principal obstáculo es la elevada dependencia de los combustibles fósiles para la calefacción y el agua caliente, que constituyen la mayor parte del consumo energético de los hogares. Diversos factores dificultan una electrificación rápida: la necesidad de realizar inversiones significativas para instalar bombas de calor, las adaptaciones requeridas en las instalaciones eléctricas y la conveniencia de combinar estos cambios con mejoras en el aislamiento de los edificios. A ello se suma el coste relativo de la electricidad, que en muchos países sigue siendo más elevado que el del gas natural o el gasóleo para calefacción, lo que reduce el incentivo económico para sustituir los sistemas térmicos tradicionales, especialmente cuando los hogares utilizan calefacción eléctrica directa mediante radiadores o alternativas en lugar de bombas de calor de alta eficiencia.

El transporte es el sector menos electrificado de la UE y mantiene una fuerte dependencia de los combustibles fósiles debido a la baja penetración del vehículo eléctrico, la escasez y desigual distribución de la infraestructura de recarga y la limitada autonomía de las baterías, factores que frenan la adopción masiva de estos vehículos. A ello se suma la insuficiente infraestructura ferroviaria en varios países, que obliga a mantener

Gráfico 14

Porcentaje de electrificación del consumo de energía por sectores en 2023 (a)**14.a Sector industrial****14.b Transporte (b)**

■ Electrificación por país
— UE

14.c Servicios**14.d Hogares**

■ Electrificación por país
— UE

FUENTE: Eurostat.

NOTA: AT: Austria; BE: Bélgica; BG: Bulgaria; CY: Chipre; CZ: República Checa; DE: Alemania; DK: Dinamarca; EE: Estonia; ES: España; FI: Finlandia; FR: Francia; GR: Grecia; HR: Croacia; HU: Hungría; IE: Irlanda; IT: Italia; LT: Lituania; LU: Luxemburgo; LV: Letonia; MT: Malta; NL: Países Bajos; PL: Polonia; PT: Portugal; RO: Rumanía; SE: Suecia; SI: Eslovenia; SK: Eslovaquia.

a Cuota de la electricidad en el consumo final de energía.

b Incluye el transporte del resto de los sectores, incluyendo los hogares.

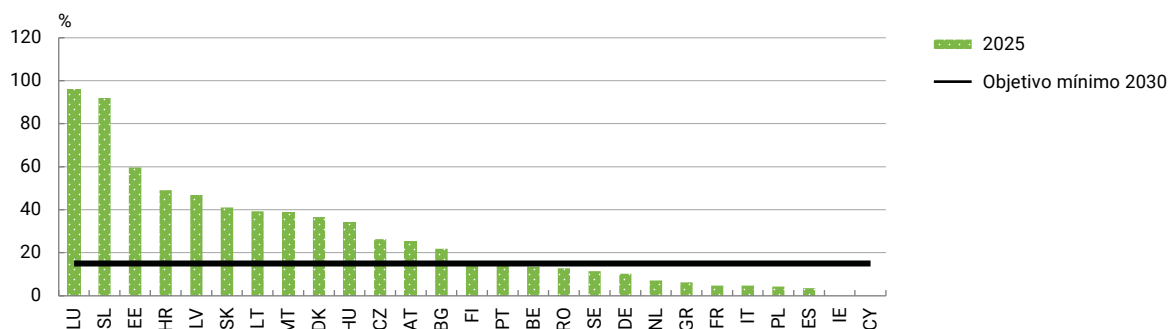
un uso intensivo del transporte por carretera. Esta combinación refuerza la vulnerabilidad energética del sector y dificulta su descarbonización, mientras que decisiones como la moratoria de la prohibición de coches nuevos de combustión (prevista originariamente para 2035) añaden incertidumbre y pueden ralentizar aún más la transición.

4.3 Resiliencia del sistema: almacenamiento e interconexiones

La creciente penetración de las tecnologías renovables como la eólica y la solar fotovoltaica, introduce retos operativos adicionales para los sistemas eléctricos. En primer lugar, los relacionados con su intermitencia y menor predictibilidad, que exigen disponer de suficiente flexibilidad para adaptar el resto de generación y la demanda a los cambios rápidos en la producción renovable de manera que se garantice la seguridad del suministro. En segundo lugar, los retos relacionados con las señales de inversión. Por un lado, la mayor frecuencia de horas con precios muy reducidos o negativos comentada con anterioridad (véase epígrafe 2.4.1) comprime los ingresos esperados de las propias tecnologías renovables, al reducir los precios precisamente en las horas en las que generan más energía (fenómeno de «canibalización»). Por otro, dificulta la recuperación de costes fijos de las tecnologías de respaldo que solo operan en unas pocas horas de precios elevados, pero que siguen siendo necesarias para garantizar la seguridad del suministro en los momentos de baja producción

Gráfico 15

Grado de interconexión eléctrica entre países y objetivo para los países en 2030 (a)



FUENTE: Comisión Europea.

NOTA: AT: Austria; BE: Bélgica; BG: Bulgaria; CY: Chipre; CZ: República Checa; DE: Alemania; DK: Dinamarca; EE: Estonia; ES: España; FI: Finlandia; FR: Francia; GR: Grecia; HR: Croacia; HU: Hungría; IE: Irlanda; IT: Italia; LT: Lituania; LU: Luxemburgo; LV: Letonia; MT: Malta; NL: Países Bajos; PL: Polonia; PT: Portugal; RO: Rumanía; SE: Suecia; SI: Eslovenia; SK: Eslovaquia.

- a Cada Estado miembro debe contar con infraestructuras que le permitan importar electricidad equivalente al menos al 15 % de su capacidad instalada de generación eléctrica para el año 2030. Cálculo de la Dirección general de Energía de la Comisión Europea basados en la capacidad de interconexiones de importación y en los datos de capacidad de generación reportados para el 10 de enero de 2025, 19:00.

renovable. En ausencia de mecanismos complementarios —como mercados de capacidad o pagos por disponibilidad—, el sistema podría infrainvertir tanto en generación flexible como en nueva capacidad renovable.

En este contexto, las interconexiones entre los mercados eléctricos y el almacenamiento adquieren un papel clave. Respecto a las interconexiones, en la medida en que permiten exportar excedentes en las horas de elevada generación renovable e importar en los momentos de escasez, pueden contribuir a evitar interrupciones del suministro y suavizar la volatilidad de los precios horarios. No obstante, el grado de interconexión en los mercados eléctricos europeos sigue siendo limitado en varios países periféricos. La Comisión Europea ha fijado como objetivo que cada Estado miembro disponga de una capacidad de importación equivalente al 15 % de su capacidad total de generación, pero los cuatro países más grandes se encuentran aún muy por debajo de este umbral (véase gráfico 15)⁵. De hecho, un informe reciente de Ember⁶ concluye que, con los proyectos actualmente en marcha, ninguno de los cuatro alcanzará la meta. Para acercarse a los objetivos, Europa impulsa iniciativas estratégicas como el Golfo de Vizcaya entre España y Francia, el Celtic Interconnector que unirá Irlanda con Francia, el Viking Link entre Dinamarca y Reino Unido, la sincronización de los países bálticos con la red continental europea a través de Polonia y la ampliación del cable submarino entre Italia y Montenegro. Sin embargo, estas infraestructuras requieren largos plazos de ejecución y, según el mismo informe, aún faltan financiación suficiente y una política clara y bien orientada. La carencia de nuevas interconexiones amenaza tanto la seguridad energética como la capacidad de integrar grandes volúmenes de energías renovables, lo que podría encarecer el sistema y aumentar la vulnerabilidad frente a futuras crisis.

En paralelo al refuerzo de las interconexiones, el almacenamiento de energía se convierte en otro pilar fundamental para gestionar la intermitencia renovable. Si bien existen distintas tecnologías de almacenamiento —como la hidráulica de bombeo, el almacenamiento térmico o el hidrógeno—, para algunas de ellas el potencial de ampliación de capacidad es limitado, y otras se encuentran aún en estadios incipientes de maduración o carecen,

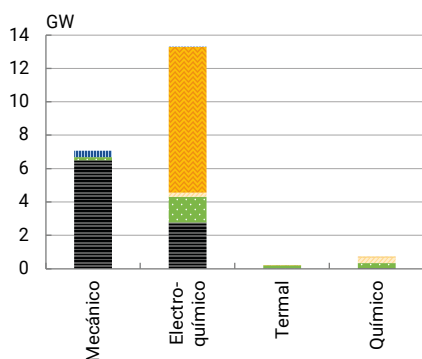
⁵ Publicados por la Comisión en https://energy.ec.europa.eu/topics/infrastructure/electricity-interconnection-targets_en.

⁶ Véase Genneletti y Cremona (2025): "Money on the line: scaling electricity interconnection for Europe's energy future".

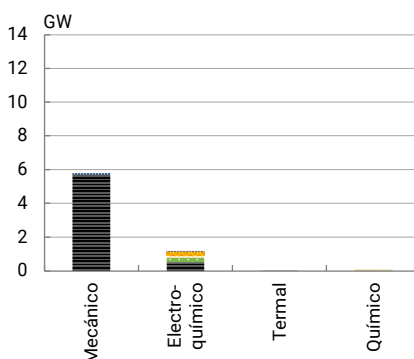
Gráfico 16

Capacidad de almacenaje energético por país (a)

16.a Alemania

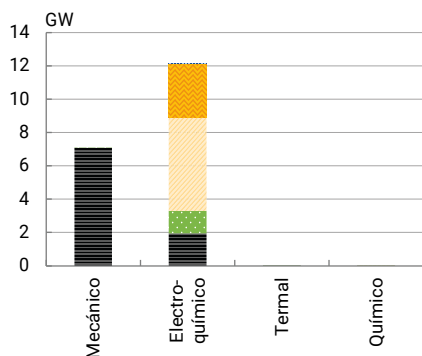


16.a Francia

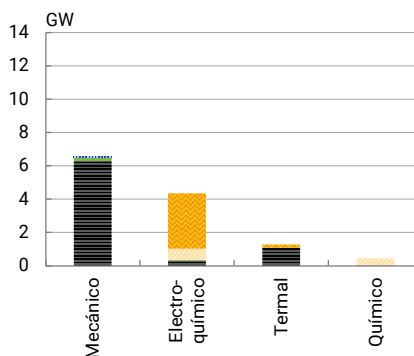


Inactivo
 Anunciado
 Con permiso
 En construcción
 Operacional

16.b Italia



16.b España



Inactivo
 Anunciado
 Con permiso
 En construcción
 Operacional

FUENTE: COMISIÓN EUROPEA - Inventario Europeo de Almacenamiento de Energía.

a Situación de los proyectos de almacenamiento con fecha de 16 de diciembre de 2025. Almacenamiento mecánico: comprende tecnologías como el bombeo hidroeléctrico, el aire comprimido y los volantes de inercia. Almacenamiento electroquímico: engloba las baterías de gran escala, incluidas las llamadas gigabaterías de litio, sodio o flujo redox, donde la energía se almacena mediante reacciones electroquímicas reversibles. Almacenamiento térmico: abarca sistemas basados en sales fundidas, materiales de cambio de fase y tanques de agua caliente. Almacenamiento químico: se refiere al uso de vectores energéticos como el hidrógeno y sus derivados (amoníaco, metanol, combustibles sintéticos), que almacenan energía en forma de moléculas para su posterior conversión. GW: gigavatios.

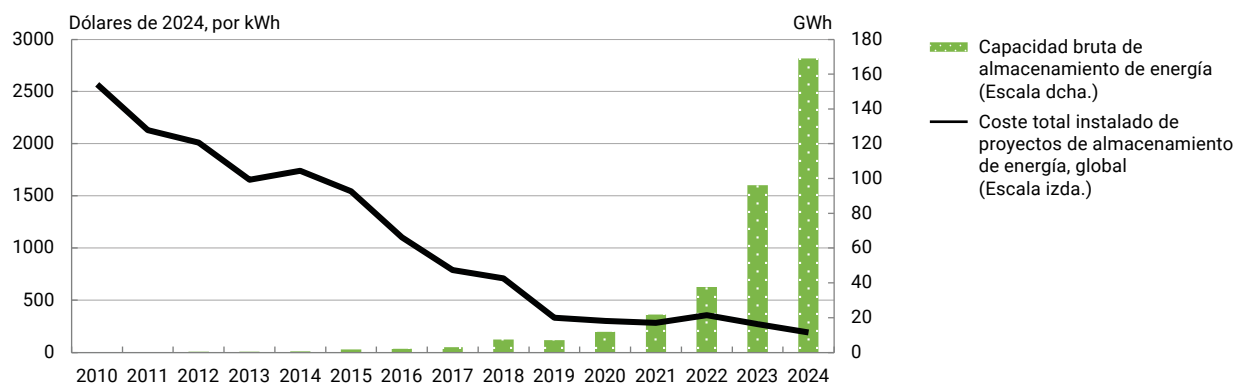
por el momento, de rentabilidad. En consecuencia, en el corto y medio plazo, las baterías o almacenamiento electroquímico se perfilan como la opción con mayor capacidad de expansión (véase gráfico 16). Estas permiten absorber energía en las horas de elevada generación renovable y precios muy reducidos, y liberarla en los momentos de menor generación o mayor demanda, lo que contribuye a una mejor gestión de la oferta y a limitar los episodios de precios extremos. Desde la perspectiva de la planificación de las inversiones, el almacenamiento contribuye a mantener incentivos para la expansión renovable, en la medida en que limitaría la prevalencia de horas de precios cercanos a cero o negativos, y permitiría una mejor recuperación de costes. Del mismo modo, reduce la necesidad de contar con tecnologías de respaldo fósiles —como el ciclo combinado— durante las horas pico de demanda.

En los últimos años, la fuerte reducción del coste de las baterías —de más del 90 % entre 2010 y 2024— ha dado un impulso decisivo a la inversión, y ha acelerado su despliegue (véase gráfico 17.a). De acuerdo con estimaciones de la Agencia Internacional de la Energía, la energía solar combinada con baterías ya es competitiva

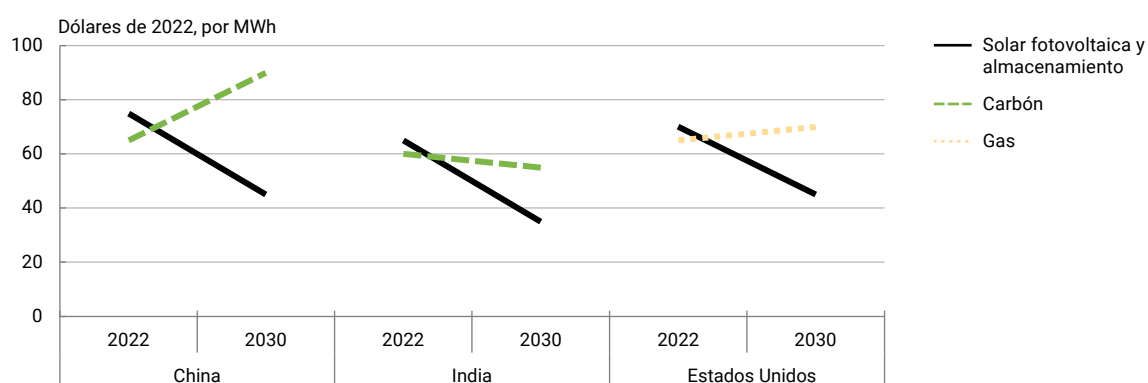
Gráfico 17

Evolución global de los costes de proyectos de almacenamiento de electricidad, baterías y su capacidad instalada

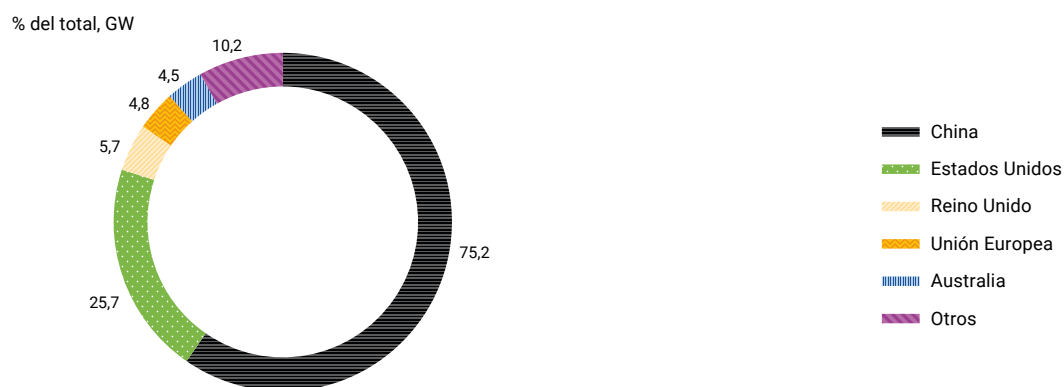
17.a Capacidad bruta de almacenamiento instalada y costes totales de instalación de proyectos de almacenamiento de electricidad, 2010–2024



17.b Coste nivelado de la energía para solar fotovoltaica con almacenamiento, carbón y gas natural en regiones seleccionadas, 2022-2030 (a)



17.c Almacenamiento de energía en baterías a gran escala conectadas a la red, capacidad instalada 2024



FUENTES: Agencia Internacional de la Energía Renovable, IRENA (2025), Agencia Internacional de la Energía (2024) y Energy Institute (2025).

a El coste nivelado (LCOE por sus siglas en inglés) es el coste medio de generar electricidad a lo largo de toda la vida útil de una planta, incluyendo inversión inicial, operación, mantenimiento y combustible. Representa el coste por unidad de energía producida y permite comparar distintas tecnologías en igualdad de condiciones. Se calcula dividiendo el valor presente de todos los costes futuros entre el valor presente de toda la electricidad generada. Es una métrica estándar muy usada para evaluar la competitividad económica de diferentes fuentes de generación.

frente a las nuevas plantas de carbón en India y las de gas natural en Estados Unidos, y en los próximos años también lo será frente a las plantas de carbón de nueva construcción en China (véase gráfico 17.b). No obstante, la heterogeneidad regional en términos de penetración es notable. En particular, en el almacenamiento de energía en baterías a gran escala conectadas a la red, en 2024 China albergaba el 60 % de la capacidad total instalada a nivel global, seguida por Estados Unidos con un 20 % y el Reino Unido con alrededor del 5 % (Energy Institute, 2025). En este año, además, China y Estados Unidos continuaron liderando el despliegue, al concentrar respectivamente el 60 % y el 20 % del aumento anual, mientras que la UE queda claramente rezagada, al representar únicamente el 3,8 % de la nueva capacidad instalada, la mitad de la cual fue instalada únicamente en Alemania (véase gráfico 17.c).

5 Conclusiones: retos de la política energética en Europa

La evolución reciente de los sistemas energéticos europeos evidencia una transformación profunda, impulsada tanto por la pandemia como por la crisis energética asociada a la guerra en Ucrania. Durante este período, la UE ha logrado avances significativos en la eficiencia energética, la diversificación de sus fuentes de energía y la reducción de emisiones, aunque estos progresos conviven con vulnerabilidades que siguen siendo relevantes. La disminución de la intensidad energética, observada de manera generalizada por países y sectores, se ha consolidado como el principal motor de reducción de emisiones, complementada por una mayor presencia de energías renovables y por la reorganización de los proveedores externos, especialmente en el caso del GNL.

No obstante, el panorama resultante muestra notables diferencias entre países y plantea retos estratégicos para el conjunto de la UE. Persisten limitaciones importantes: una electrificación insuficiente de los sectores clave, un grado todavía bajo de integración entre los sistemas eléctricos nacionales, una elevada volatilidad en el funcionamiento de los mercados eléctricos y un retraso de Europa en el desarrollo de las infraestructuras de almacenamiento respecto a otras regiones. Estas carencias condicionan la competitividad industrial, la estabilidad de los precios y la resiliencia frente a futuras tensiones geopolíticas o climáticas.

En este contexto, la política energética europea debe consolidar un sistema más seguro, sostenible y eficiente. Para asegurar que la transición energética beneficie a la sociedad en su conjunto, será crucial reforzar las interconexiones, acelerar la inversión en almacenamiento, impulsar la electrificación y desarrollar un mercado flexible que permita reflejar ágilmente en el precio los cambios tecnológicos venideros. Solo mediante una estrategia coordinada y a largo plazo será posible aprovechar plenamente las oportunidades del nuevo escenario energético, minimizar los riesgos estructurales y geopolíticos que aún persisten, y mitigar el impacto de eventos climáticos difíciles de anticipar.

Bibliografía

- Agencia Internacional de la Energía (IEA). (2004). *Oil Crises and Climate Challenges: 30 Years of Energy Use in IEA Countries*. <https://www.iea.org/reports/oil-crises-and-climate-challenges-30-years-of-energy-use-in-iea-countries>
- Agencia Internacional de la Energía (IEA). (2023). *World Energy Outlook 2023*. <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023>
- Agencia Internacional de la Energía (IEA). (2024). *Batteries and Secure Energy Transitions*. <https://www.iea.org/reports/batteries-and-secure-energy-transitions>
- Agencia Internacional de la Energía (IEA). (2025). *Global LNG Capacity Tracker*. <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/global-lng-capacity-tracker>
- Agencia Internacional de la Energía Renovable (IRENA). (2025). *Renewable power generation costs in 2024*. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2025/Jul/IRENA_TEC_RPGC_in_2024_2025.pdf
- Banco de España. (2023). "Capítulo 4. España y la Unión Europea frente a la crisis energética: Ajuste a corto plazo y retos pendientes". En Banco de España, *Informe Anual 2022*. https://www.bde.es/f/webbde/SES/Secciones/Publicaciones/PublicacionesAnuales/InformesAnuales/22/Fich/InfAnual_2022_Cap4.pdf
- Chiacchio, Francesco, Roberto A. De Santis, Vanessa Gunnella y Laura Lebastard. (2023). "How have higher energy prices affected industrial production and imports?". *Economic Bulletin - European Central Bank*, 1/2023. https://www.ecb.europa.eu/press/economic-bulletin/focus/2023/html/ecb.ebbox202301_02~8d6f1214ae.en.html
- Energy Institute. (2025). *2025 Statistical Review of World Energy*. <https://www.energyinst.org/statistical-review>
- 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://repositorio.bde.es/handle/123456789/33330>
- Geller, Howard, Philip Harrington, Arthur H. Rosenfeld, Satoshi Tanishima y Fridtjof Unander. (2006). "Policies for increasing energy efficiency: Thirty years of experience in OECD countries". *Energy Policy*, 34(5), pp. 556-573. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2005.11.010>
- Geneletti, Gianluca, y Elisabeth Cremona. (2025). *Money on the line: scaling electricity interconnection for Europe's energy future*. Ember Energy Research CIC. <https://ember-energy.org/latest-insights/money-on-the-line-scaling-electricity-interconnection-for-europes-energy-future/>
- Gunnella, Vanessa, Valerie Jarvis, Richard Morris y Máté Tóth. (2022). "Natural gas dependence and risks to euro area activity". *Economic Bulletin - European Central Bank*, 1/2022. https://www.ecb.europa.eu/press/economic-bulletin/focus/2022/html/ecb.ebbox202201_04~63d8786255.en.html
- Institute for Energy Economics and Financial Analysis. (2025). *European LNG Tracker*. Actualización a octubre de 2025. [Dataset]. <https://ieefa.org/european-lng-tracker>
- International Gas Union. (2025). *2025 World LNG Report*. <https://www.igu.org/igu-reports/2025-world-lng-report>
- Mulder, Peter, y Henri L. F. de Groot. (2012). "Structural change and convergence of energy intensity across OECD countries, 1970-2005". *Energy Economics*, 34(6), pp. 1910-1921. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2012.07.023>
- 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 sobre el precio mayorista de la electricidad". *Boletín Económico-Banco de España*, 2024/T3, 09. <https://repositorio.bde.es/handle/123456789/37593>

DOCUMENTOS OCASIONALES

- 2420 MARIO ALLOZA, JORGE MARTÍNEZ, JUAN ROJAS y IACOPO VAROTTO: La dinámica de la deuda pública: una perspectiva estocástica aplicada al caso español. (Existe una versión en inglés con el mismo número).
- 2421 NOEMÍ LÓPEZ CHAMORRO: El camino hacia la supremacía cuántica: oportunidades y desafíos en el ámbito financiero, la nueva generación de criptografía resiliente.
- 2422 SOFÍA BALLADARES y ESTEBAN GARCÍA-MIRALLES: progresividad en frío: el impacto heterogéneo de la inflación sobre la recaudación por IRPF. (Existe una versión en inglés con el mismo número).
- 2423 JULIO ORTEGA CARRILLO y ROBERTO RAMOS: Estimaciones paramétricas del impuesto sobre la renta en 2019. (Existe una versión en inglés con el mismo número).
- 2424 PILAR L'HOTELLERIE-FALLOIS, MARTA MANRIQUE y DANILO BIANCO: Las políticas de la UE para la transición verde, 2019-2024. (Existe una versión en inglés con el mismo número).
- 2425 CATERINA CARVALHO-MACHADO, SABINA DE LA CAL, LAURA HOSPIDO, SARA IZQUIERDO, MARGARITA MACHELETT, MYROSLAV PIDKUYKO y ERNESTO VILLANUEVA: The Survey of Financial Competences: description and methods of the 2021 wave.
- 2426 MARINA DIAKONOVA, CORINNA GHIRELLI y JUAN QUIÑÓNEZ: Economic Policy Uncertainty in Central America and the Dominican Republic.
- 2427 CONCEPCIÓN FERNÁNDEZ ZAMANILLO y CAROLINA TOLOBA GÓMEZ: Sandbox regulatorio español: impacto en los promotores de los proyectos monitorizados por el Banco de España.
- 2428 ANDRES ALONSO-ROBISCO, JOSE MANUEL CARBO, EMILY KORMANYOS y ELENA TRIEBSKORN: Houston, we have a problem: can satellite information bridge the climate-related data gap?
- 2429 ALEJANDRO FERNÁNDEZ CEREZO, BORJA FERNÁNDEZ-ROSILLO SAN ISIDRO y NATIVIDAD PÉREZ MARTÍN: La perspectiva regional de la Central de Balances del Banco de España. (Existe una versión en inglés con el mismo número).
- 2430 JOSE GONZÁLEZ MÍNGUEZ: El informe Letta: un conjunto de recetas para dinamizar la economía europea.
- 2431 MARIYA MELNYCHUK y JAVIER MENCÍA: A taxonomy of macro-financial risks and policies to address them.
- 2432 DMITRY KHAMETSHIN, DAVID LÓPEZ RODRÍGUEZ y LUIS PÉREZ GARCÍA: El mercado del alquiler de vivienda residencial en España: evolución reciente, determinantes e indicadores de esfuerzo.
- 2433 ANDRÉS LAJER BARON, DAVID LÓPEZ RODRÍGUEZ y LUCIO SAN JUAN: El mercado de la vivienda residencial en España: evolución reciente y comparación internacional.
- 2434 CARLOS GONZÁLEZ PEDRAZ, ADRIAN VAN RIXTEL y ROBERTO PASCUAL GONZÁLEZ: Navigating the boom and bust of global SPACs.
- 2435 PATROCINIO TELLO-CASAS: El papel de China como acreedor financiero internacional.
- 2436 JOSÉ RAMÓN MARTÍNEZ RESANO: CBDCs, banknotes and bank deposits: the financial stability nexus.
- 2501 PEDRO DEL RÍO, PAULA SÁNCHEZ, MARÍA MÉNDEZ, ANTONIO MILLARUELO, SUSANA MORENO, MANUEL ROJO, JACOPO TIMINI y FRANCESCA VIANI: La ampliación de la Unión Europea hacia el este: situación e implicaciones para la economía española y la Unión Europea.
- 2502 BANCO DE ESPAÑA: La accesibilidad presencial a los servicios bancarios en España: informe de seguimiento 2024. (Existe una versión en inglés con el mismo número).
- 2503 ANDRÁS BORSOS, ADRIAN CARRO, ALDO GLIELMO, MARC HINTERSCHWEIGER, JAGODA KASZOWSKA-MOJSA y ARZU ULUC: Agent-based modeling at central banks: recent developments and new challenges.
- 2504 ANDRES ALONSO-ROBISCO, ANDRES AZQUETA-GAVALDON, JOSE MANUEL CARBO, JOSE LUIS GONZALEZ, ANA ISABEL HERNAEZ, JOSE LUIS HERRERA, JORGE QUINTANA y JAVIER TARANCON: Empowering financial supervision: a SupTech experiment using machine learning in an early warning system.
- 2505 JÉSSICA GUEDES, DIEGO TORRES, PAULINO SÁNCHEZ-ESCRIBANO y JOSÉ BOYANO: Incertidumbre en el mercado de bonos: una propuesta para identificar sus narrativas con GDELT.
- 2506 LAURA JIMENA GONZÁLEZ GÓMEZ, FERNANDO LEÓN, JAIME GUIXERES PROVINCIALE, JOSÉ M. SÁNCHEZ y MARIANO ALCAÑIZ: Evolución de la investigación neurocientífica del efectivo: revisión y perspectivas actuales.
- 2507 LUIS FERNÁNDEZ LAFUERZA, IRENE ROIBÁS y RAQUEL VEGAS SÁNCHEZ: Indicadores de desequilibrios de precios del mercado inmobiliario comercial.
- 2508 PANA ALVES y OLIVIER HUBERT: ¿Influye la eficiencia energética en el precio de la vivienda en España?
- 2509 ALEJANDRO FERRER y ANA MOLINA: Interacción entre riesgo de liquidez y solvencia bancaria a través de los mecanismos de monetización de activos. (Existe una versión en inglés con el mismo número).
- 2510 ISABEL ALCALDE y PATRICIA STUPARIU: La educación financiera en edades tempranas. (Existe una versión en inglés con el mismo número).

- 2511 ALEJANDRO GONZÁLEZ FRAGA, AITOR LACUESTA GABARAIN, JOSÉ MARÍA LABEAGA AZCONA, MARÍA DE LOS LLANOS MATEA ROSA, SOLEDAD ROBLES ROMERO, MARÍA VALKOV LORENZO y SERGIO VELA ORTIZ: Estructura del mercado de electrolineras.
- 2512 FERNANDO ARRANZ GOZALO, CLARA I. GONZÁLEZ MARTÍNEZ y MERCEDES DE LUIS LÓPEZ: Activos soberanos e inversión sostenible y responsable: la importancia de las métricas climáticas. (Existe una versión en inglés con el mismo número).
- 2513 IRMA ALONSO-ÁLVAREZ y DANIEL SANTABÁRBARA: Decoding Structural Shocks in the Global Oil Market.
- 2514 JOSÉ MANUEL CARBÓ, CLAUDIA TOLEDO y ÁNGEL IVÁN MORENO: Hacia un diccionario panhispánico de sentimiento de la estabilidad financiera.
- 2515 IGNACIO FÉLEZ DE TORRES, CLARA I. GONZÁLEZ MARTÍNEZ y ELENA TRIEBSKORN: The puzzle of forward-looking climate transition risk metrics.
- 2516 MIGUEL GARCÍA-POSADA: Un análisis de los efectos de la introducción del procedimiento especial de insolvencias para microempresas sobre la propensión a concursar.
- 2517 ADRIAN VAN RIXTEL: Whatever it takes? Economic policymaking in China in the context of a possible deflationary spiral.
- 2518 PATRICIA STUPARIU y JUAN RAFAEL RUIZ: Suma de beneficios: educación, competencias matemáticas y competencias financieras. (Existe una versión en inglés con el mismo número).
- 2519 DAVID CUBERES, AITOR LACUESTA, MARÍA DE LOS LLANOS MATEA y DANIEL OTO-PERALÍAS: El efecto de la regulación sobre el tamaño de las plantas fotovoltaicas.
- 2520 MARINA GARCÍA GIL y DMITRY KHAMETSHIN: Ayudas directas de la línea COVID-19: los determinantes de la asignación y el efecto sobre el crédito bancario.
- 2521 LUCÍA CUADRO-SÁEZ, CORINNA GHIRELLI, MAXIMILIANO MORENO-LÓPEZ y JAVIER J. PÉREZ: Monitoring and forecasting food prices in the euro area.
- 2522 LAURA HOSPIDO, JÚLIA MARTÍ LLOBET y CARLOS SANZ: ¿Qué políticas son efectivas para reducir la exclusión social? Evaluación de cinco proyectos piloto de inclusión social a través de ensayos aleatorizados.
- 2523 MARIO ALLOZA, MARÍA ELENA CRISTÓBAL RODRÍGUEZ, JULIA GARCÍA-ROYO DÍAZ, BEATRIZ GONZÁLEZ, ALBERTO MARTÍN DEL CAMPO SOLA, ANE MARTÍN UGARTE, ENRIQUE MORAL-BENITO e IRENE PINILLA MELGAREJO: Diagnóstico y consecuencias económicas del grado de competencia en las licitaciones públicas.
- 2524 ADRIÁN CARRO, JORGE E. GALÁN, ENRIC MARTORELL y RAQUEL VEGAS: A literature review on ex-ante and ex-post analysis of the implications of borrower-based macroprudential measures.
- 2525 PAULA SEMPÉR y RAQUEL PANTOJA: Efectivo y *neuromarketing*: Concepto, funciones y aplicación.
- 2601 RODOLFO G. CAMPOS, JACOPO TIMINI, FRANCESCA VIANI y ELENA VIDAL: El Acuerdo UE-Mercosur: análisis de sus características con una perspectiva sectorial. (Existe una versión en inglés con el mismo número).
- 2602 PABLO AGUILAR, CORINNA GHIRELLI y SAMUEL HURTADO: MTBE v2025: new version of the Quarterly Model of the Banco de España.
- 2603 IRMA ALONSO-ÁLVAREZ, EKATERINA BUKINA, MARINA DIAKONOVA, NINO KHITARISHVILI, JAVIER J. PÉREZ y PEDRO PIQUERAS: Geopolitical risk: a database of general and bilateral indices.
- 2604 RUBÉN DOMÍNGUEZ-DÍAZ, MARTA GARCÍA-RODRÍGUEZ, JAVIER QUINTANA y RUBÉN VEIGA-DUARTE: Estimación del crecimiento potencial de la economía española: una revisión metodológica.
- 2605 CARLES MANERA, FERRAN NAVINÉS, JAVIER FRANCONETTI, MIQUEL QUETGLAS and JOSÉ A. PÉREZ-MONTIEL: Regional outlook on labor productivity in Spain, 2000–2022.
- 2606 RICARDO BARAHONA: Current trends in performance and flows in the Spanish pension funds industry.
- 2607 FRANCISCO GONZÁLEZ RODRÍGUEZ, ALBERTO ORTOS TORRES, JOSÉ MARÍA SERENA GARRALDA y MIQUEL TARÍ SÁNCHEZ: Issuance yield of MREL-eligible bank debt: a benchmarking model. (Existe una versión en inglés con el mismo número).
- 2608 MÓNICA CORREA-LÓPEZ, MAR DELGADO-TÉLLEZ y MARTA SUÁREZ-VALERA: Europa en transición energética: respuestas y desafíos tras dos crisis consecutivas.