



GRADO EN COMERCIO

TRABAJO FIN DE GRADO

**“El futuro energético de España: oportunidades,
dependencias y comercio en un mundo
geopolíticamente inestable”**

PABLO SANZ ESTÉBANEZ

FACULTAD DE COMERCIO Y RELACIONES LABORALES

VALLADOLID, 23/09/2025



UNIVERSIDAD DE VALLADOLID

GRADO EN COMERCIO

CURSO ACADÉMICO 2024/2025

TRABAJO FIN DE GRADO

**“El futuro energético de España: oportunidades, dependencias y
comercio en un mundo geopolíticamente inestable”**

Trabajo presentado por: Pablo Sanz Estébanez

Tutor: José Antonio Salvador Insúa

FACULTAD DE COMERCIO Y RELACIONES LABORALES

Valladolid, 23/09/2025

ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN	6
2. CONTEXTO ENERGÉTICO GLOBAL.....	9
2.1. Panorama actual del sistema energético mundial	9
2.2. Tensiones geopolíticas y energía.....	11
2.2.1. El papel de Rusia y Oriente Medio	12
2.2.2. Transición energética en China	13
2.2.3. Transición energética en Estados Unidos.....	14
2.2.4. El nuevo orden multipolar	16
2.3. Impacto de los conflictos en los mercados energéticos.....	17
2.4. Tendencias globales en renovables y transición energética.....	20
3. EL SISTEMA ENERGÉTICO ESPAÑOL	23
3.1. Mix energético: evolución y situación actual.....	23
3.2. Principales bloques energéticos.....	26
3.2.1. Electricidad.....	26
3.2.2. Gas natural.....	27
3.2.3. Petróleo.....	28
3.2.4. Energía nuclear	29
3.2.5. Carbón	30
3.2.6. Energías renovables.....	31
3.3. Consumo energético por sectores.....	32
3.4. Infraestructuras clave.....	34

4. DEPENDENCIA ENERGÉTICA DE ESPAÑA.....	36
4.1. Principales países proveedores.....	36
4.2. Evolución del grado de dependencia energética.....	37
4.3. Vulnerabilidades y riesgos asociados	39
4.4. Papel de Argelia y el gasoducto Magreb-Europa.....	40
4.5. Importancia del gas natural licuado y las regasificadoras	41
4.6. Estrategias de diversificación y autonomía energética.....	42
5. ESPAÑA ANTE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA	45
5.1. Objetivos climáticos y marcos regulatorios	45
5.2. Potencial renovable	46
5.3. Retos técnicos y económicos de la transición.....	48
5.4. Oportunidades industriales y de innovación.....	50
5.4.1. Industria de energías renovables: producción e instalación	50
5.4.2. I+D y emprendimiento verde	51
5.4.3. Industria de baterías y litio: gigafactorías y minería.....	52
5.5. Rol de la ciudadanía y la eficiencia energética	53
6. DIMENSIÓN ECONÓMICA Y COMERCIAL	56
6.1. España como hub energético en Europa.....	56
6.2. Comercio exterior de energía	57
6.3. Inversiones extranjeras y empresas líderes en el sector.....	60
6.4. Costes, precios y competitividad energética	61
6.5. Subvenciones, fiscalidad y ayudas públicas	63
7. PERSPECTIVAS DE FUTURO	65

7.1. Escenarios posibles ante la inestabilidad internacional	65
7.2. Papel de la cooperación internacional y la UE	67
7.3. Innovaciones tecnológicas disruptivas	68
7.4. Riesgos geoestratégicos a medio plazo	70
7.5. Oportunidades para España: ¿líder energético del sur de Europa?	71
8. CONCLUSIONES	74
9. BIBLIOGRAFÍA	76
10. ANEXOS.....	83

1. INTRODUCCIÓN

La energía es uno de los pilares que sostiene la economía global y una pieza clave en el complejo puzzle del poder internacional. Su influencia va mucho más allá de lo técnico, ya que afecta al comercio exterior, a la competitividad de los países e incluso a la estabilidad geopolítica del mundo. En un contexto cada vez más marcado por la interdependencia, las tensiones regionales y una sensación constante de incertidumbre, el futuro energético se ha convertido en una cuestión central para entender cómo evolucionan las dinámicas económicas y estratégicas que condicionan el desarrollo de los Estados.

La verdad es que el interés por este tema surgió de manera bastante directa. Todo empezó tras algunos episodios recientes que pusieron sobre la mesa la vulnerabilidad energética de España. Uno de los más llamativos fue el apagón eléctrico que despertó a la opinión pública y evidenció, sin filtros, la fragilidad de los sistemas actuales. Aquello dejó claro lo importante que es garantizar un suministro seguro, estable y diversificado. Pero fue algo más que una señal de alarma. También hizo evidente que la energía no es solo un recurso, sino que es, en muchos sentidos, una herramienta de poder, una variable que pesa mucho en la política exterior y en decisiones económicas de gran alcance. Con esa idea en mente, este trabajo nace con una motivación clara: analizar la energía como un eje estratégico, prestando especial atención a sus implicaciones comerciales y geopolíticas.

Durante el proceso de elaboración, el enfoque del estudio se vio enriquecido con la participación en el programa Green Business Leader Certification, impartido por expertos internacionales como Juan Verde. Este curso, centrado en los retos y oportunidades de una economía más sostenible, aportó una visión más amplia y actualizada sobre la relación entre energía, inversión y competitividad. Además, sirvió para reforzar la base comparativa del análisis y abrir nuevas líneas de reflexión.

El objetivo principal del trabajo es examinar el futuro energético de España dentro de un entorno internacional profundamente inestable. Para ello, se analizan tres grandes dimensiones. Por un lado, se exploran las dependencias energéticas que afectan directamente a la seguridad de suministro del país. Por otro, se examinan las oportunidades derivadas de su potencial renovable y de su posición geográfica privilegiada. Por último, se estudian los efectos que tiene el comercio exterior y la integración internacional en el modelo energético nacional. En conjunto, se busca ofrecer una visión completa de los riesgos y oportunidades que marcarán el camino de España en las

próximas décadas, conectando lo que ocurre dentro de nuestras fronteras con las grandes tendencias globales.

En cuanto a la metodología, se ha optado por un enfoque analítico y deductivo, basado en el estudio de datos secundarios. Las fuentes principales han sido estadísticas oficiales y documentos de referencia, entre los que destacan los informes de la International Energy Agency (IEA), el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO), Eurostat, la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (CORES) y la base de datos de comercio exterior DataComex, además de estudios especializados y publicaciones de organismos multilaterales. Todo este material ha permitido construir un diagnóstico sólido, sustentado en datos fiables y complementado con bibliografía académica relevante.

El contenido del trabajo se estructura en siete grandes bloques. El primero se centra en el panorama energético global, revisando la evolución reciente de la demanda y los principales focos de tensión geopolítica que influyen en los mercados internacionales. El segundo analiza el sistema energético español, su mix actual, los distintos bloques energéticos, los patrones de consumo por sectores y las infraestructuras que lo sostienen. El tercer capítulo aborda la cuestión de la dependencia exterior, prestando atención a los principales proveedores, a los riesgos que conlleva esta situación y a las estrategias de diversificación puestas en marcha. En el cuarto se estudia la posición de España ante la transición energética, sus metas climáticas, su capacidad renovable y los desafíos que implican tanto desde el punto de vista económico como técnico. A continuación, el quinto bloque profundiza en la dimensión económica y comercial de la energía, analizando el papel de España como posible hub europeo, la evolución de su comercio exterior energético y el atractivo del sector para la inversión. El sexto capítulo abre la mirada hacia el futuro, planteando posibles escenarios, riesgos geoestratégicos, avances tecnológicos y oportunidades para posicionar a España como referente energético en el sur de Europa. Por último, el trabajo concluye con una síntesis de los hallazgos más relevantes y con una reflexión final sobre los retos y las posibilidades que marcarán el rumbo del sistema energético nacional en las próximas décadas.

En definitiva, este estudio busca ofrecer una visión clara del papel que desempeña la energía como factor económico y geopolítico de primer orden. Frente a los riesgos derivados de la dependencia exterior, y en un escenario global cada vez más inestable,

también existen oportunidades. La transición hacia un modelo más diversificado, resiliente y competitivo podría ser no solo deseable, sino también clave para el futuro de España.

2. CONTEXTO ENERGÉTICO GLOBAL

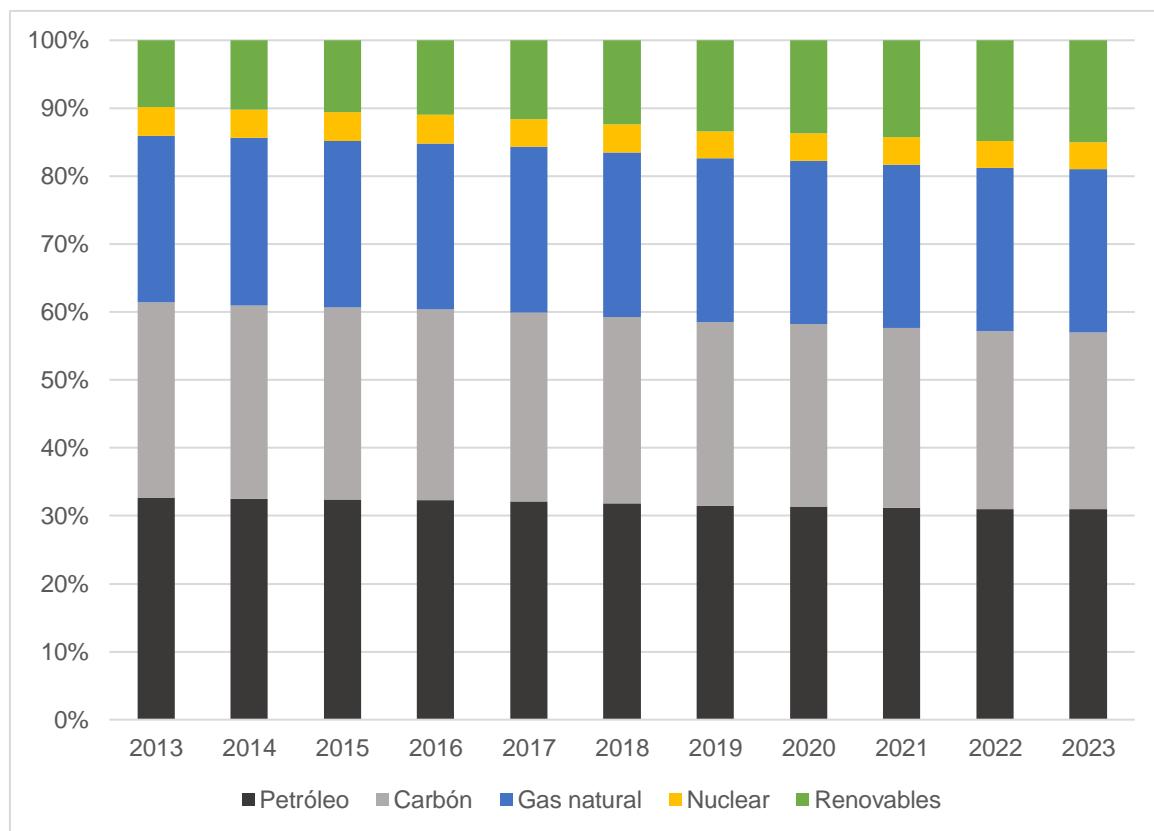
La energía constituye uno de los pilares fundamentales del sistema económico global y un factor estratégico clave en el equilibrio internacional. En la actualidad, el sistema energético mundial se encuentra en un proceso de transformación profunda, condicionado por factores como la creciente demanda, las tensiones geopolíticas, el impacto del cambio climático y la necesidad de avanzar hacia modelos sostenibles. Este apartado analiza el estado actual del sistema energético, el papel de los principales actores en el nuevo orden multipolar, el impacto de los conflictos recientes en los mercados internacionales, y las tendencias que están definiendo la transición energética a escala global.

2.1. Panorama actual del sistema energético mundial

El sistema energético mundial se encuentra en un punto de inflexión. Según el Statistical Review of World Energy 2024 del Energy Institute, los combustibles fósiles representaron el 81,5 % del consumo energético primario global en 2023, frente al 86 % registrado en 2013, lo que refleja un descenso moderado en la última década. Este cambio se debe principalmente al crecimiento de las energías renovables modernas, especialmente la solar y la eólica, cuya participación conjunta pasó del 1,6 % en 2013 a algo más del 5 % en 2023. Aun así, el petróleo continúa siendo la mayor fuente de energía con un 31 %, seguido por el carbón con un 26 % y el gas natural con un 24 %, mientras que la energía nuclear aporta en torno al 4 % y el conjunto de renovables modernas ronda el 15 %.

La evolución de estas tendencias puede observarse de manera más clara en la evolución del mix energético mundial durante la última década, representada en el siguiente gráfico. Los datos completos que sirven de base para esta representación pueden consultarse en el Anexo 1.

Gráfico 1. Evolución del mix energético mundial, 2013–2023



(Fuente: Energy Institute, 2024)

La figura refleja con claridad cómo, pese al crecimiento renovable, el sistema mundial sigue dominado por los combustibles fósiles, que todavía concentran más de cuatro quintas partes del suministro. Su peso relativo, no obstante, ha comenzado a descender de manera paulatina en paralelo al avance de las tecnologías limpias y la electrificación de la demanda.

El crecimiento de las energías renovables es especialmente notable en la generación eléctrica. En 2023, más del 30 % de la electricidad mundial provino de fuentes renovables, lideradas por la solar y la eólica, según la International Energy Agency. Este avance se concentra en unas pocas economías clave, como China, Estados Unidos o la Unión Europea, mientras que muchos países en desarrollo siguen dependiendo de tecnologías fósiles debido a limitaciones de inversión e infraestructura (IEA, 2023d).

Las desigualdades regionales son cada vez más visibles. En los países industrializados, la transición energética avanza con políticas de descarbonización, electrificación del transporte y desarrollo de tecnologías limpias. En contraste, en gran parte

de África y Asia meridional, millones de personas carecen aún de acceso fiable a la energía moderna. Según la Agencia Internacional de Energía, casi 675 millones de personas vivían sin electricidad en 2021, y más de 2.000 millones dependían de biomasa tradicional para cocinar (IEA, 2023c). Estas brechas no solo generan desigualdad social, sino que dificultan la reducción global de emisiones.

A ello se suman factores de inestabilidad. El impacto de la pandemia, las tensiones geopolíticas y las disruptpciones en las cadenas de suministro han provocado una fuerte volatilidad en los mercados de petróleo y gas, con precios récord en 2022. Además, la guerra de Ucrania aceleró la búsqueda de independencia energética en Europa, lo que ha reconfigurado rutas comerciales, incrementando la demanda de gas natural licuado y disparado el interés por tecnologías como el hidrógeno verde y el almacenamiento (IEA, 2023d).

En conjunto, el panorama actual refleja un equilibrio inestable entre avances tecnológicos, necesidades económicas y rivalidades geopolíticas. La transición hacia un sistema energético más limpio y resiliente está en marcha, pero su ritmo y dirección varían significativamente entre regiones, según su capacidad financiera, recursos naturales y grado de integración en los mercados globales.

2.2. Tensiones geopolíticas y energía

La energía siempre ha estado ligada a las relaciones internacionales, pero en los últimos años su papel geopolítico se ha intensificado. La fuerte dependencia de los combustibles fósiles, especialmente del petróleo y el gas, ha convertido a ciertos países y regiones en actores clave para la estabilidad o inestabilidad del sistema global. Cualquier alteración en la producción, el transporte o el precio de la energía tiene hoy consecuencias que trascienden lo económico y afectan directamente a la seguridad y a la política exterior de los Estados.

En este contexto, el equilibrio energético mundial está cada vez más condicionado por tensiones entre grandes potencias, rivalidades regionales y la reconfiguración de alianzas. A esto se suma el impacto de fenómenos como la guerra en Ucrania, la transformación de los mercados del gas, el auge de las energías renovables y la carrera

por los minerales críticos¹. La transición energética, en lugar de reducir el papel de la geopolítica, ha generado nuevas formas de dependencia, competencia y vulnerabilidad.

Los tres apartados siguientes abordan el papel central de regiones como Rusia y Oriente Medio, el enfoque dual de China y Estados Unidos ante la transición energética, y el surgimiento de un nuevo orden multipolar que está modificando el mapa de poder energético global.

2.2.1. El papel de Rusia y Oriente Medio

Rusia y Oriente Medio siguen siendo actores decisivos en el tablero energético global. Respecto a Rusia, ha tenido que reconfigurar su estrategia energética a raíz de la invasión de Ucrania y las sanciones impuestas por la Unión Europea. Aunque su peso en el mercado europeo se ha reducido de forma significativa, ha logrado mantener ciertas conexiones, como el gasoducto TurkStream, que en mayo de 2025 alcanzó un flujo diario de aproximadamente 46 mcm² (Reuters, 2025). Paralelamente, sigue siendo un proveedor relevante: tras una caída considerable desde los 155 bcm³ en 2021, las exportaciones de gas por gasoducto a Europa se situaron en torno a 50 bcm en 2023 (Energy Institute, 2024).

Al mismo tiempo, ha intensificado sus relaciones energéticas con China, India y Turquía, buscando consolidarse como proveedor clave en Asia Central y Oriental. Esta reorientación permite a Rusia preservar parte de su influencia económica en un contexto de restricciones comerciales y aislamiento diplomático en Europa Occidental.

Por su parte, los países del Golfo, en especial Arabia Saudí, Emiratos Árabes Unidos y Catar, están reforzando su papel como proveedores globales de gas natural licuado y diversificando sus economías mediante inversión en infraestructuras energéticas y tecnologías limpias (Al-Sarihi, 2025). Además, Arabia Saudí e Irak desempeñan un papel central en la OPEP+, una alianza formada por los países de la OPEP (Organización de Países Exportadores de Petróleo) y otros grandes exportadores, como Rusia. Este grupo coordina decisiones sobre la producción de petróleo con el fin de influir en los precios

¹ *Minerales críticos*: recursos minerales fundamentales para tecnologías energéticas y digitales, como el litio, el cobalto, el níquel o las tierras raras.

² *mcm*: millones de metros cúbicos. Unidad empleada habitualmente para medir flujos diarios de gas natural.

³ *bcm* (billion cubic metres): mil millones de metros cúbicos. Unidad comúnmente utilizada para expresar volúmenes anuales de gas natural.

internacionales y evitar desequilibrios en el mercado. Esta combinación de estrategias les permite garantizar ingresos y estabilidad en un contexto volátil, al tiempo que se posicionan como actores fiables en un mercado global más fragmentado. Un ejemplo de su apuesta por la transición energética es el lanzamiento por parte de Arabia Saudí de su plan nacional de hidrógeno verde, con el objetivo de producir 4 millones de toneladas anuales para 2030 y convertirse en líder de exportación en esta nueva industria (Islam & Ali, 2024).

Ambos casos ilustran cómo la energía sigue siendo una herramienta diplomática y estratégica clave. A pesar de los desafíos actuales, Rusia y los principales exportadores del Golfo están adaptando sus políticas para mantener su influencia en un sistema energético global en plena transformación.

2.2.2. Transición energética en China

China es actualmente el mayor consumidor de energía y el principal emisor de gases de efecto invernadero del mundo, lo que convierte a su política energética en un factor decisivo para la transición global. Su estrategia combina ambiciosos objetivos climáticos con una fuerte dependencia de los combustibles fósiles, lo que genera un perfil dual que explica gran parte de las tensiones en el sistema energético internacional.

En 2020, el Gobierno chino anunció dos hitos estratégicos: alcanzar el pico de emisiones de CO₂ antes de 2030 y lograr la neutralidad de carbono en 2060. Estas metas sitúan a China en el centro de la agenda climática global, aunque su cumplimiento depende de un delicado equilibrio entre crecimiento económico, seguridad energética y desarrollo tecnológico. En la actualidad, China es responsable de cerca del 30 % de las emisiones globales de CO₂, lo que refleja la magnitud de su peso en el sistema energético internacional (IEA, 2023d).

El liderazgo de China en energías renovables es incuestionable. En 2023 instaló más capacidad solar y eólica que el resto del mundo en conjunto, concentrando más del 50 % de la nueva capacidad renovable mundial (IEA, 2024h). Además, domina la cadena de valor de las tecnologías limpias: más del 80 % de la producción de componentes solares y cerca del 60 % de las baterías de litio se fabrica en el país (IEA, 2023d). Esta posición le otorga una ventaja estratégica no solo en términos energéticos, sino también industriales y geopolíticos, al convertirlo en el proveedor casi indispensable para las economías que avanzan en la descarbonización.

La movilidad eléctrica es otro ámbito en el que China marca la pauta. En 2023, el país representó más de la mitad de las ventas mundiales de vehículos eléctricos, impulsado por políticas de subsidios, inversiones masivas en infraestructura de recarga y la consolidación de fabricantes nacionales como BYD o SAIC (IEA, 2024c). Esta transformación del sector automovilístico refuerza su influencia global, ya que sus exportaciones de coches eléctricos crecieron de forma exponencial en los últimos años.

Sin embargo, este impulso convive con una fuerte dependencia del carbón. China sigue siendo el mayor consumidor y productor mundial de este recurso, que aún representa alrededor del 55 % de su consumo energético total (IEA, 2023d). En 2023, el país aprobó la construcción de nuevas centrales de carbón a un ritmo de más de dos por semana, concentrando el 95 % de todas las nuevas plantas iniciadas en el mundo (Global Energy Monitor, 2024). Este comportamiento responde en parte a la necesidad de garantizar la seguridad energética y evitar crisis como la de 2021, cuando una sequía redujo drásticamente la generación hidroeléctrica y provocó cortes de electricidad en varias provincias (IEA, 2022).

El papel de China en los minerales críticos refuerza su peso estratégico. El país controla gran parte de la extracción y, sobre todo, del procesamiento de litio, cobalto y tierras raras, elementos esenciales para la transición energética. Este dominio genera una dependencia global que otorga a Pekín capacidad de influencia en los mercados internacionales y en las cadenas de suministro tecnológicas.

En conjunto, la transición energética china está marcada por una tensión constante entre la necesidad de sostener un elevado crecimiento económico y la presión interna e internacional para reducir emisiones. Su modelo centralizado y planificado le permite avanzar con rapidez en sectores estratégicos, pero también perpetúa la utilización intensiva de recursos fósiles como garantía de estabilidad. De la velocidad y coherencia de sus decisiones dependerá en gran medida la posibilidad de cumplir los objetivos climáticos globales en las próximas décadas.

2.2.3. Transición energética en Estados Unidos

Estados Unidos es la segunda mayor economía del planeta y uno de los principales emisores de gases de efecto invernadero, lo que convierte a su estrategia energética en un elemento central de la transición global. Su modelo combina el impulso a la innovación

y a la inversión privada con una notable heterogeneidad interna, ya que la política energética varía sustancialmente entre estados.

Un hito clave fue la aprobación de la Inflation Reduction Act (IRA) en 2022, considerada la mayor inversión climática en la historia del país. La ley contempla incentivos fiscales y subsidios por un valor de 369.000 millones de dólares destinados a energías limpias, electrificación, hidrógeno y almacenamiento (U.S. Department of the Treasury, 2022). Más allá de sus objetivos ambientales, la IRA tiene también un marcado componente geopolítico, pues busca repatriar cadenas de valor verdes y reducir la dependencia tecnológica de China, fomentando la fabricación doméstica de paneles solares, baterías y electrolizadores⁴. Gracias a este marco, se ha multiplicado la llegada de capital privado y se ha reforzado la capacidad industrial en sectores estratégicos, consolidando a Estados Unidos como líder en innovación verde.

En el ámbito de las energías renovables, el país se ha convertido en uno de los líderes mundiales en energía eólica, tanto terrestre como marina. También ocupa una posición destacada en movilidad eléctrica: en 2023 fue el segundo mayor mercado de vehículos eléctricos del mundo, solo por detrás de China (IEA, 2024c). Además, está invirtiendo de forma prioritaria en tecnologías emergentes como el hidrógeno verde o la captura y almacenamiento de carbono (CCS), áreas en las que pretende mantener ventaja frente a la competencia internacional (IEA, 2023c).

El desarrollo energético estadounidense está condicionado por su estructura federal. Estados como California, Nueva York o Massachusetts concentran la mayor parte de las inversiones y regulaciones en energías limpias, mientras que otros mantienen una fuerte dependencia del gas, el petróleo o el carbón. Esta disparidad refleja tanto diferencias en recursos naturales como divergencias políticas en torno al cambio climático (U.S. Energy Information Administration, 2025).

Un factor que distingue a Estados Unidos de otras potencias es el papel de los hidrocarburos no convencionales, en particular el gas y el petróleo de esquisto⁵. La explotación de estos recursos mediante fracking, técnica que permite fracturar formaciones

⁴ *Electrolizadores*: dispositivos que permiten separar el hidrógeno del agua utilizando electricidad.

⁵ *Gas o petróleo de esquisto*: hidrocarburos no convencionales atrapados en formaciones rocosas de muy baja permeabilidad, cuya extracción requiere técnicas como el *fracking*.

rocosas poco permeables para liberar los hidrocarburos atrapados, ha impulsado un fuerte crecimiento de la producción. Gracias a este proceso, el país se ha convertido en el primer productor mundial de gas natural y, desde 2018, también en el mayor productor de petróleo, superando a Arabia Saudí y Rusia (IEA, 2023d). Esta capacidad le ha permitido consolidarse como un exportador clave de gas natural licuado (GNL). En los últimos años, esta posición ha reforzado la seguridad energética de Europa tras la reducción de las importaciones de gas ruso, incrementando la influencia geopolítica de Washington en los mercados internacionales.

La transición estadounidense, no obstante, enfrenta retos significativos. La polarización política puede frenar la aplicación de medidas federales, y la elevada dependencia del transporte respecto al petróleo dificulta una descarbonización rápida. Además, la fragmentación regulatoria entre estados genera incertidumbre para la inversión a largo plazo. Aun así, la combinación de recursos naturales abundantes, capacidad tecnológica y capital disponible otorga al país una posición destacada en la carrera global hacia la transición energética. En paralelo, Estados Unidos ha fijado el objetivo de alcanzar la neutralidad climática en 2050, en línea con la Unión Europea y con un horizonte temporal más ambicioso que el de China, previsto para 2060.

En conjunto, Estados Unidos está avanzando hacia un modelo más diversificado y limpio, impulsado por la innovación y la inversión privada, pero condicionado por la heterogeneidad política y territorial. Su papel como potencia exportadora de gas y petróleo y como centro de innovación tecnológica refuerza su influencia en la transición energética mundial y marca un contraste con el modelo centralizado y planificado de China.

2.2.4. El nuevo orden multipolar

La transición energética global no solo está reconfigurando los sistemas de producción y consumo de energía, sino también las dinámicas de poder internacional. A medida que los equilibrios tradicionales pierden fuerza, emerge un nuevo orden multipolar caracterizado por una mayor fragmentación, competencia tecnológica y alianzas energéticas más fluidas. En este escenario, las relaciones internacionales no giran únicamente en torno a los recursos fósiles, sino también en torno al acceso a tecnologías limpias, minerales estratégicos y capacidades industriales clave.

Uno de los signos más evidentes de este nuevo orden es el desplazamiento del centro de gravedad energético hacia Asia. Países como India, China e Indonesia

concentran gran parte del crecimiento de la demanda energética global y refuerzan sus cadenas de suministro para asegurar el acceso a minerales críticos (IEA, 2021). Esta carrera por el control de recursos estratégicos está dando lugar a nuevas dependencias y rivalidades, especialmente entre China, Estados Unidos y la Unión Europea.

También están ganando relevancia nuevas potencias intermedias. Australia, por ejemplo, se ha consolidado como primer exportador mundial de litio y proveedor clave de gas natural licuado (GNL), al representar casi el 50 % del comercio global de este mineral y liderar las exportaciones de GNL junto a Catar y Estados Unidos (IEA, 2023d). Otros países como Brasil o Sudáfrica, aunque con menor proyección global, también están avanzando en el desarrollo de energías limpias, buscando atraer inversión y reforzar su peso en un mercado energético en transformación.

El nuevo escenario multipolar tiene reflejo directo en el plano institucional. Las tensiones entre bloques dificultan el funcionamiento de espacios multilaterales como el G20 o la Organización Mundial del Comercio, y complican los acuerdos globales en energía y clima. Como respuesta, proliferan iniciativas bilaterales o regionales como el Indo-Pacific Economic Framework, la Asociación UE–África para la Transición Energética o el Belt and Road Energy Partnership promovido por China (IEA, 2023d; UNCTAD, 2023).

En este contexto más fragmentado, la influencia energética ya no se mide solo en barriles o reservas, sino en innovación tecnológica, capacidad industrial y control sobre las cadenas de valor. Las alianzas se redefinen, los bloques se reconfiguran y los riesgos geoestratégicos se diversifican. La energía sigue siendo un eje de poder, pero las formas de ejercerlo están cambiando.

2.3. Impacto de los conflictos en los mercados energéticos

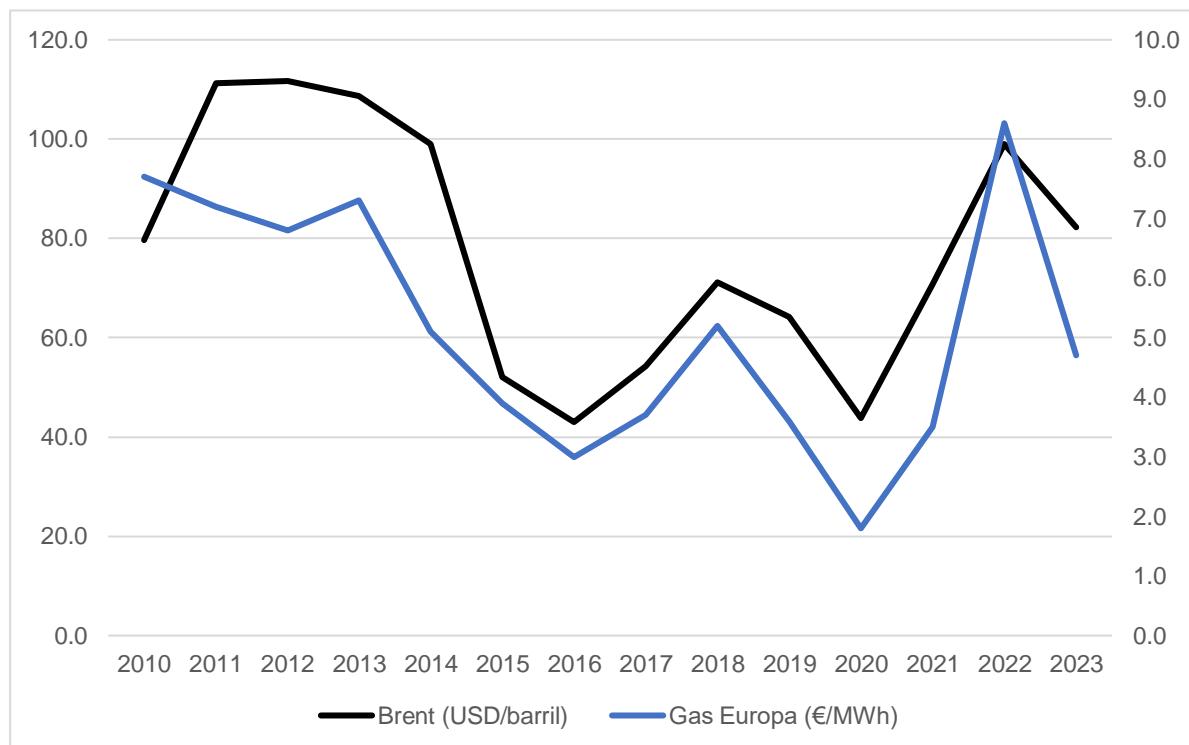
La geopolítica influye directamente en los mercados energéticos, y los conflictos o tensiones regionales han provocado graves alteraciones en el suministro mundial de energía. La figura que sigue (Gráfico 2) muestra la evolución de los precios internacionales del crudo Brent⁶ y del gas natural en Europa entre 2010 y 2023. Se aprecia una relativa estabilidad hasta 2020, seguida de un repunte excepcional en los años 2021 y 2022,

⁶ Crudo Brent: petróleo ligero y con bajo contenido en azufre, extraído del mar del Norte, que se toma como referencia para fijar precios en Europa, África y parte de Asia.

mercado primero por la recuperación pospandemia y después por la invasión rusa de Ucrania.

Durante 2022, los precios alcanzaron máximos no vistos en más de una década. El crudo Brent llegó a superar puntualmente los 120 dólares por barril en junio, mientras que el gas natural en Europa registró picos de más de 130 €/MWh⁷ en agosto. Aunque el gráfico refleja valores medios anuales (en torno a 99 USD/barril para el Brent y 8,6 €/MWh para el gas en 2022), esos promedios esconden la volatilidad extrema que caracterizó a los mercados durante ese periodo (IEA, 2023b).

Gráfico 2. Evolución de los precios internacionales del petróleo (Brent) y del gas natural en Europa, 2010–2023



(Fuente: IMF via FRED, elaboración propia a partir de datos convertidos a €/MWh)

Europa, en particular, reaccionó con rapidez para reducir su dependencia energética de Rusia, diversificando sus proveedores e incrementando las importaciones de gas natural licuado desde Estados Unidos, Catar y otros países exportadores. Según datos

⁷ MWh: megavatio-hora, unidad que equivale a un millón de vatios consumidos durante una hora. Se usa habitualmente para medir y valorar grandes cantidades de energía.

de la Comisión Europea, la cuota del gas ruso en las importaciones europeas pasó del 45 % en 2021 al 19 % en 2023. También cayeron drásticamente las importaciones de petróleo y carbón rusos: del 27 % al 3 % en el caso del petróleo, y del 50 % al 0 % en el del carbón, en apenas tres años (European Commission, 2023).

El caso ucraniano ilustra de forma dramática las consecuencias de un conflicto sobre la seguridad energética interna de un país. Desde el inicio de la guerra, su infraestructura energética ha sido objetivo constante de ataques, lo que ha provocado cortes de suministro, reducción drástica del consumo industrial y la necesidad de planes de emergencia para cubrir la demanda residencial durante los meses de invierno. La Agencia Internacional de la Energía ha documentado cómo la generación eléctrica y el sistema de calefacción urbana se han visto gravemente afectados, obligando a buscar soluciones descentralizadas y urgentes (IEA, 2024g).

Más allá de Europa del Este, otros focos de tensión también generan inestabilidad. Uno de los más sensibles es el estrecho de Ormuz, por donde transita aproximadamente un 20 % del petróleo mundial. Cualquier alteración en su seguridad tiene efectos inmediatos sobre los mercados. En los últimos años, ataques a buques o amenazas militares en el mar Rojo han provocado reacciones especulativas, reflejando la fragilidad de las rutas de suministro. Según el Energy Modeling Forum de la Universidad de Stanford (EMF), un conflicto abierto en la región podría interrumpir hasta cinco millones de barriles diarios, elevando los precios de forma sostenida y afectando especialmente a las economías importadoras (EMF, 2023).

Ante esta creciente incertidumbre geopolítica, tanto los países importadores como los grandes productores están tomando medidas para reforzar su seguridad energética. Europa adoptó el plan REPowerEU⁸ en 2022 como respuesta a la vulnerabilidad del suministro. Estados Unidos, por su parte, ha reforzado su posición como exportador clave gracias al gas de esquisto y a nuevas plantas de licuefacción, al tiempo que promueve medidas para blindar sus propias cadenas de suministro energético frente a posibles crisis futuras (IEA, 2023d). Aunque con estrategias distintas, tanto Europa como Estados Unidos

⁸ REPowerEU: plan de la Comisión Europea para reducir la dependencia energética del gas ruso, acelerar la transición energética y reforzar la resiliencia del sistema energético europeo mediante medidas de eficiencia, diversificación e impulso a las renovables.

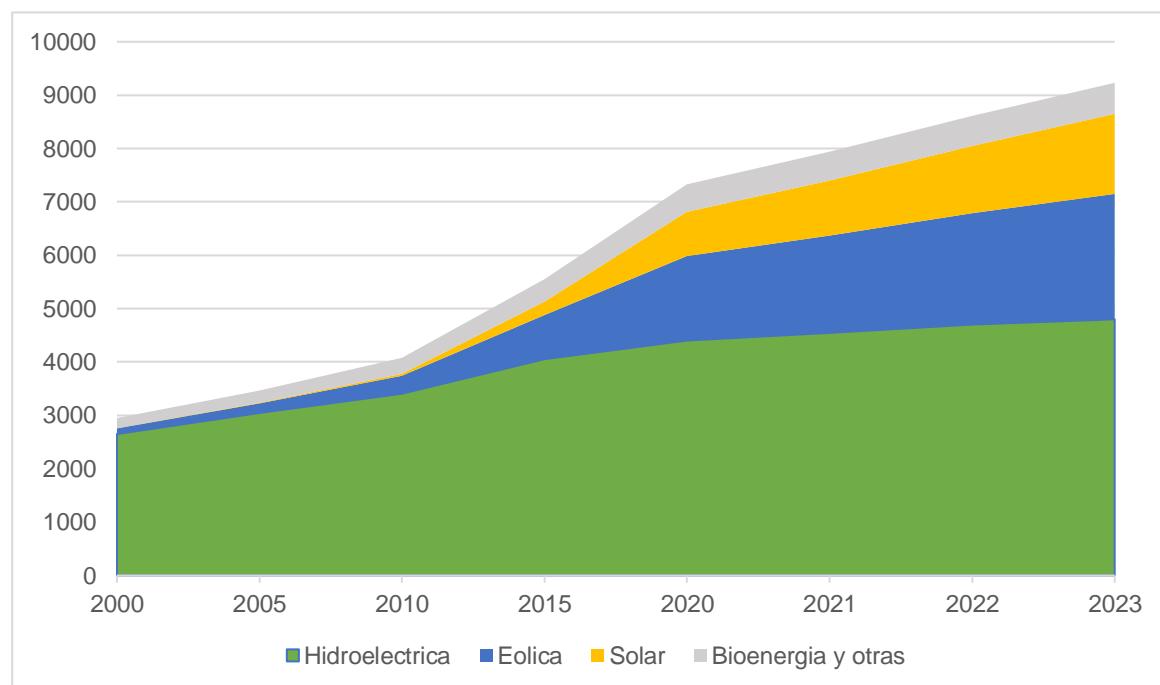
comparten el objetivo de reducir riesgos externos sin frenar el avance de la transición energética.

2.4. Tendencias globales en renovables y transición energética

El sistema energético mundial se está transformando a gran velocidad. Este cambio no es solo consecuencia de crisis puntuales, sino de un proceso de fondo que está redefiniendo cómo se produce, consume y distribuye la energía. Tres grandes líneas están marcando esta evolución: la electrificación, el desarrollo del hidrógeno y la modernización de las infraestructuras energéticas.

La electrificación se ha convertido en uno de los motores principales de la transición energética. Según la Agencia Internacional de la Energía, más del 75 % del crecimiento previsto de la demanda energética hasta 2030 será cubierto con electricidad, especialmente renovable, y se prevé que la capacidad solar y eólica prácticamente se triplique en ese periodo (IEA, 2023d). La figura siguiente (Gráfico 3) muestra cómo, desde el año 2000, la generación renovable mundial ha experimentado un fuerte crecimiento, con la energía hidroeléctrica como base estable y con la eólica y la solar como principales motores de expansión en las dos últimas décadas.

Gráfico 3. Generación eléctrica renovable global por tecnologías, 2000–2023 (TWh)



(Fuente: IEA, *Renewables 2023*; elaboración propia)

Esta evolución tiene implicaciones muy relevantes. Por un lado, electrificar sectores como el transporte permite reducir la dependencia del petróleo, mejorar la seguridad energética y disminuir las emisiones. Por otro, impulsa una transformación industrial que exige fuertes inversiones en redes eléctricas, almacenamiento y energías limpias. Un ejemplo claro es el crecimiento de los vehículos eléctricos, que en 2023 representaron el 18 % de las ventas globales de coches nuevos (IEA, 2024c).

El segundo eje de esta transición es el desarrollo del hidrógeno como vector energético. Aunque su uso actual sigue siendo mayoritariamente fósil, ya que el 95 % del hidrógeno producido en 2023 procedía de gas natural o carbón, se están dando pasos importantes hacia el hidrógeno verde (IEA, 2024d). Esta fuente tiene un papel clave para descarbonizar sectores difíciles de electrificar, como la industria pesada o el transporte marítimo. La expansión del hidrógeno verde requiere una inversión significativa en nuevos electrolizadores y una conexión directa con plantas solares o eólicas.

La tercera tendencia es la modernización de los sistemas eléctricos, especialmente a través de la digitalización. El despliegue de redes inteligentes, tecnologías de almacenamiento y sistemas que permiten gestionar mejor la demanda son esenciales para asegurar un suministro estable y flexible. Estas innovaciones permiten que la electricidad generada por el sol o el viento pueda almacenarse y distribuirse cuando más se necesita, evitando desabastecimientos y sobrecostes innecesarios (IEA, 2024e).

A todo ello se suma el papel de la eficiencia energética, que actúa como una palanca silenciosa pero fundamental. Mejorar el uso de la energía en edificios, transporte e industria no solo reduce emisiones, sino que también alivia los costes económicos y la presión sobre los recursos. La IEA insiste en que la eficiencia es tan importante como el despliegue de nuevas energías renovables (IEA, 2023a).

Por último, los países emergentes están teniendo un protagonismo creciente. En 2023, su inversión anual en tecnologías limpias superó la de las economías desarrolladas, impulsada por menores costes de instalación, creación de empleo local y la voluntad de reducir la dependencia energética. En regiones como África, América Latina o el sudeste asiático, las energías renovables son hoy la opción más rápida y económica para cubrir una demanda energética creciente (IEA, 2024f).

Estas tendencias, combinadas, están configurando un nuevo sistema energético global. La transición está en marcha, y aunque el ritmo varía entre regiones, la dirección es clara: un modelo más limpio, descentralizado y resiliente.

3. EL SISTEMA ENERGÉTICO ESPAÑOL

Para entender la posición de España en el nuevo escenario energético global, es necesario analizar su sistema energético. Este apartado ofrece una visión general de su mix actual, los principales bloques energéticos, el consumo por sectores y los desafíos para lograr un modelo más sostenible y seguro.

3.1. Mix energético: evolución y situación actual

Comprender la evolución del mix energético español resulta fundamental para analizar la estructura actual del sistema. Desde los años setenta, el modelo energético español ha estado condicionado por una fuerte dependencia del petróleo. En 1973, el crudo representaba aproximadamente el 71 % del consumo de energía primaria⁹ del país, una concentración que se volvió insostenible con la primera crisis internacional del petróleo, provocada por el embargo de la OPEP ese mismo año. Como respuesta, se impulsó la diversificación de fuentes, destacando el desarrollo de la energía nuclear en los años ochenta. Aun así, el petróleo continuó siendo la fuente principal durante las décadas siguientes, especialmente en el transporte, sector en el que su sustitución sigue siendo especialmente difícil.

La transformación se intensificó a partir de los años noventa. La liberalización del mercado eléctrico en 1997 permitió la entrada de nuevos operadores y puso fin al monopolio estatal. A ello se sumó la entrada en vigor del Protocolo de Kioto, el primer gran acuerdo internacional para reducir las emisiones contaminantes, así como el avance de la conciencia climática. Todo ello impulsó cambios profundos en la estructura energética del país. Los ciclos combinados de gas natural¹⁰ se incorporaron como una alternativa más flexible y menos contaminante que el carbón, mientras que las energías renovables comenzaron a desarrollarse de forma más decidida. La energía eólica despegó con fuerza a principios de los años 2000 y, algo más tarde, lo hizo también la solar fotovoltaica. Aunque el marco regulatorio ha sido inestable, con etapas de expansión seguidas de recortes en

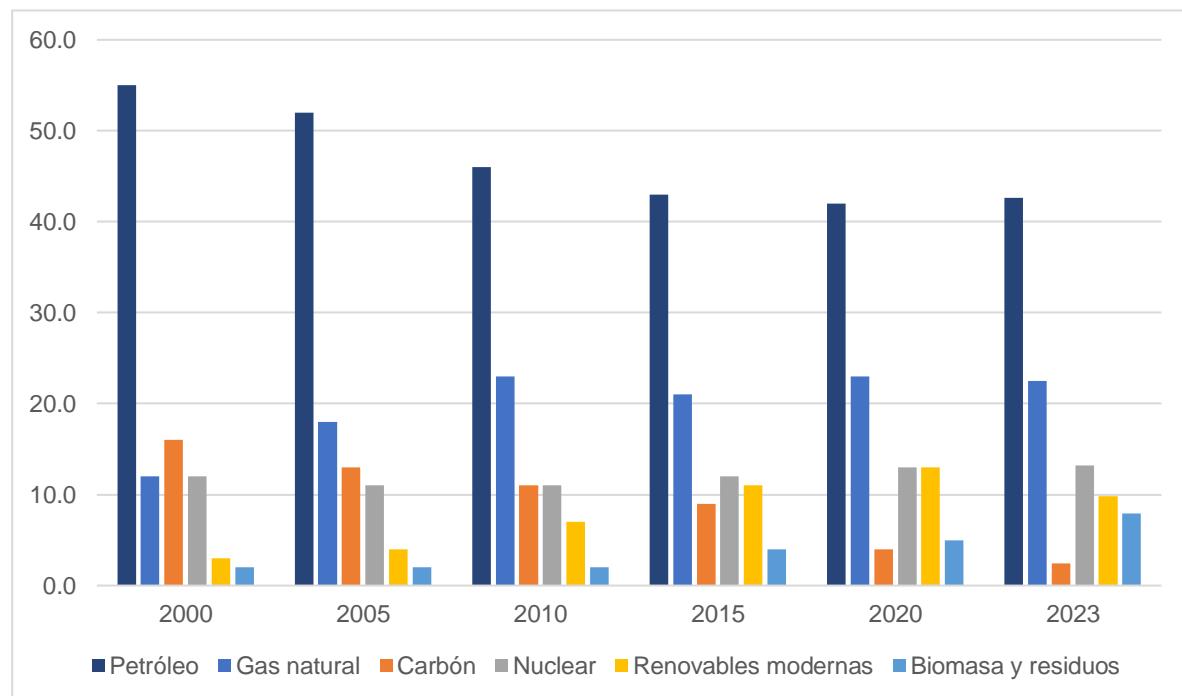
⁹ *Energía primaria*: fuentes energéticas disponibles en la naturaleza antes de ser transformadas, como el petróleo crudo, el gas natural, el carbón, el sol, el viento o el agua.

¹⁰ *Ciclos combinados de gas natural*: centrales térmicas que combinan turbinas de gas y de vapor, lo que permite una mayor eficiencia energética y menores emisiones que las centrales térmicas tradicionales.

los incentivos, España consolidó una base renovable relevante que ha ido ganando peso con el tiempo (CaixaBank Research, 2016).

La figura siguiente (Gráfico 4) permite apreciar la evolución del suministro de energía primaria en España entre 2000 y 2023. Se observa cómo, pese al declive del carbón y a la reducción de la producción nacional de gas, el petróleo y el gas natural mantienen un peso predominante. Al mismo tiempo, las renovables modernas han crecido de manera sostenida, mientras que la biomasa y los residuos conservan una aportación significativa en el mix.

Gráfico 4. Evolución del mix energético de España por fuentes, 2000–2023 (% del suministro de energía primaria)



(Fuente: IEA Energy Data; MITECO; elaboración propia)

En la actualidad, el mix energético español refleja una estructura en transición. En 2023, el suministro total de energía primaria seguía dominado por los combustibles fósiles: el petróleo representaba un 42,6 % del total, seguido del gas natural (22,5 %) y la energía nuclear (13,2 %). Las fuentes renovables modernas suponían un 9,8 %, mientras que la biomasa y los residuos alcanzaban el 7,9 %. El carbón, tras décadas de uso intensivo, se redujo a un marginal 2,4 %.

Si se observa únicamente la producción nacional de energía, la imagen cambia de forma significativa. En este ámbito, las energías renovables adquieren un papel protagonista. En 2023, la eólica, la solar y otras fuentes limpias representaban el 30,3 % de la producción, la biomasa y los residuos un 22,6 % y la nuclear un 41 %. El carbón ha desaparecido como fuente autóctona y el petróleo es un recurso totalmente importado, sin producción interna efectiva. Además, las cifras muestran que España ha reforzado su capacidad de transformación energética, con una producción total de derivados del petróleo superior al consumo interno (un 150 %), gracias a una potente red de refino. En 2023, se refinaron en el país 2,59 millones de TJ ¹¹, lo que sitúa a España como el tercer mayor productor de productos petrolíferos de Europa, solo por detrás de Alemania e Italia.

Esta diferencia entre suministro total y producción nacional pone de manifiesto que España, pese a seguir dependiendo en gran medida de recursos energéticos del exterior como el petróleo o el gas, ha conseguido desarrollar un sistema de generación energética cada vez más limpio y competitivo. La evolución del sistema energético desde el año 2000 confirma esta tendencia: mientras que las renovables han crecido de forma constante, el uso de carbón ha caído en picado y la producción de gas natural también ha retrocedido. La capacidad renovable se ha multiplicado, especialmente gracias al impulso de la eólica y, más recientemente, de la solar.

Aun así, el 77 % del suministro energético total en 2023 procedía de importaciones, lo que refleja una elevada dependencia estructural que apenas ha variado desde el año 2000. En ese año, España importaba 4,53 millones de TJ y exportaba solo 361.000, con un saldo neto negativo de 4,17 millones. En 2023, las exportaciones se habían multiplicado por casi cuatro, superando los 1,4 millones de TJ, pero también crecieron las importaciones hasta rozar los 5 millones, lo que dejó un balance negativo de 3,57 millones de TJ. Estos datos muestran que, aunque ha aumentado la capacidad exportadora gracias al impulso renovable y a infraestructuras como las regasificadoras, el país sigue lejos de un equilibrio energético y expuesto a riesgos externos (IEA, 2024b).

En definitiva, el sistema energético español ha avanzado hacia una mayor diversificación, aunque mantiene una fuerte dependencia exterior. Esta dualidad será clave para entender el papel de cada fuente en los próximos apartados.

¹¹ TJ: terajulio. Unidad de energía equivalente a 10^{12} julios, usada para expresar grandes cantidades de energía.

3.2. Principales bloques energéticos

El sistema energético español se organiza en torno a varios bloques clave, como la electricidad, el gas natural, el petróleo, la energía nuclear, el carbón y las renovables. Analizar cada uno por separado permite entender mejor su papel dentro del mix energético, su evolución reciente y los desafíos que plantea en el proceso de transición hacia un modelo más sostenible.

3.2.1. Electricidad

España generó un total de 285.880 GWh¹² de electricidad en 2023, lo que supone un aumento del 27 % respecto al año 2000. Esta producción se obtiene mediante una combinación de fuentes muy diversificada. Las energías renovables se han consolidado como uno de los pilares del sistema eléctrico: la eólica representó un 22,5 % de la generación total, la solar fotovoltaica un 15,2 % y la hidráulica un 10,9 %. A ello se suma la biomasa y otros residuos con un 1,8 %. En conjunto, las renovables superan el 50 % de la generación eléctrica nacional.

Sin embargo, este avance convive con una importante aportación de tecnologías térmicas. El gas natural, a través de ciclos combinados, aportó otro 22,5 % del total, consolidándose como una importante fuente de respaldo frente a la intermitencia de las renovables. La energía nuclear, que proporciona una producción constante e independiente de las condiciones climáticas, aportó un 19,9 %. Por su parte, el uso de derivados del petróleo (3,2 %) ha quedado relegado a un papel marginal, y el carbón prácticamente ha desaparecido.

El crecimiento renovable ha sido notable. Desde 2013, la participación de la energía eólica se ha mantenido alta y estable, mientras que la solar fotovoltaica ha experimentado un despegue más reciente pero acelerado. Esta evolución ha transformado profundamente el mix eléctrico en apenas una década, con un claro desplazamiento de los combustibles fósiles más contaminantes, como el carbón. Aun así, las renovables dependen del recurso disponible en cada momento, lo que obliga a mantener tecnologías despachables como el gas natural para garantizar el equilibrio del sistema.

¹² GWh: gigavatio-hora. Unidad de energía equivalente a 10⁹ vatios-hora, utilizada para medir grandes volúmenes de producción o consumo de electricidad.

En cuanto al comercio exterior, la electricidad ocupa una posición relativamente marginal dentro del conjunto energético, pero ha cobrado protagonismo en los últimos años. A diferencia de otras fuentes energéticas, su comercio está limitado por la necesidad de interconexiones físicas, pero estas han ganado relevancia como mecanismos de flexibilidad regional. En 2000, España era importadora neta de electricidad, con un saldo negativo de 4.441 GWh. Sin embargo, en 2023 tuvo unas exportaciones netas de 13.956 GWh. Esta evolución ilustra cómo la creciente capacidad renovable nacional ha permitido a España convertirse en exportador neto de electricidad.

Desde la perspectiva ambiental, el sistema eléctrico español ha mejorado de forma significativa, aunque todavía presenta retos. En 2022, la generación de electricidad fue responsable del 23 % de las emisiones nacionales de CO₂ vinculadas a la energía. La mayor parte de estas emisiones provino del uso de gas natural (67,1 %), seguido del carbón (18,8 %) y el petróleo (14,1 %). La sustitución progresiva de estas fuentes por renovables es, por tanto, esencial para avanzar hacia un modelo más sostenible.

Por otro lado, el consumo per cápita de electricidad en España se ha mantenido relativamente estable desde 2000, situándose en 5,1 MWh por habitante en 2023, ligeramente por debajo de la media europea. A nivel global, España ocupa el puesto 42 en este indicador. El reparto sectorial del consumo muestra que los sectores residenciales y de servicios públicos y comerciales concentran el mayor peso (ambos con un 33 %), seguidos por la industria (30 %) y, en mucha menor medida, el transporte (2 %) (IEA, 2024b).

Finalmente, cabe hacer una breve mención al desarrollo del autoconsumo eléctrico, especialmente fotovoltaico, que ha experimentado un fuerte impulso en los últimos años. Este fenómeno, aunque aún incipiente a nivel estadístico, anticipa un cambio estructural en el modelo de producción y consumo de electricidad, y será tratado con mayor profundidad en el apartado 5.5 dedicado a las nuevas dinámicas energéticas.

3.2.2. Gas natural

El gas natural ocupa un lugar destacado en el sistema energético español por su peso en el suministro y su versatilidad. En 2023 representó el 22,7 % de la energía primaria, siendo la tercera fuente más importante tras el petróleo y las renovables. Aunque a menudo se asocia con usos domésticos, su consumo se concentra en la industria y la generación eléctrica.

En el ámbito eléctrico, el gas generó 64.272 GWh, un 22,5 % del total. Su papel como tecnología de respaldo resulta clave ante la variabilidad de las renovables, gracias a la flexibilidad de los ciclos combinados. Sin embargo, esta dependencia del gas para estabilizar el sistema conlleva vulnerabilidades, especialmente en contextos de crisis de precios o restricciones de suministro internacional.

A nivel industrial, el gas se utiliza en procesos intensivos de calor, especialmente en sectores como la metalurgia, la cerámica o la alimentación. En 2023, la industria absorbió el 57 % del consumo final, mientras que el uso doméstico y comercial representó en conjunto el 36 %. Su presencia en el transporte sigue siendo testimonial.

La producción nacional de gas es prácticamente inexistente: en 2023 apenas cubrió el 0,1 % del suministro. España importó más de 1,3 millones de TJ, principalmente por vía marítima en forma de gas natural licuado, lo que refleja su alta dependencia exterior. Este aspecto se analizará con mayor profundidad en el apartado 4.

Desde la perspectiva ambiental, el gas ha sido promovido como fuente de transición por sus menores emisiones frente al carbón o el petróleo. No obstante, en 2022 generó 65 millones de toneladas de CO₂, un 91 % más que en el año 2000, además del impacto del metano, un gas con efecto invernadero mucho más potente a corto plazo. Las fugas durante su extracción y transporte agravan su huella climática (IEA, 2024b).

En suma, aunque el gas natural sigue siendo una pieza clave del sistema energético, su futuro dependerá de la reducción de emisiones, la diversificación del suministro y su compatibilidad con un modelo más sostenible y resiliente.

3.2.3. Petróleo

El petróleo sigue siendo un pilar fundamental del sistema energético español, especialmente en lo que respecta al transporte. En 2023, representó el 43,1 % del suministro total de energía, pese a haber reducido su peso un 22 % desde el año 2000. Esta fuerte dependencia se ve agravada por una producción nacional casi nula: en 2023, apenas se trajeron 28 TJ, lo que obliga a cubrir el 99,4 % del suministro con importaciones. Esta vulnerabilidad estructural convierte al petróleo en una fuente crítica tanto en términos económicos como estratégicos.

Frente a esta dependencia exterior, España ha desarrollado una sólida industria de refino, que permite transformar el crudo importado en productos petrolíferos. En 2023, el país exportó más de 771.000 TJ en productos refinados, superando ampliamente las

importaciones de estos derivados. Esto le permitió registrar un superávit comercial de 95.000 TJ, reflejo de una transformación estructural desde el año 2000. España se ha convertido así en un relevante centro exportador dentro del mercado energético europeo, aunque esta posición no mitiga del todo los riesgos asociados al aprovisionamiento de crudo.

El transporte es con diferencia el principal consumidor de petróleo, con un 71 % del consumo final en 2023. A esto se suman usos no energéticos (10,8 %), como la fabricación de plásticos, fertilizantes o productos químicos, además del sector residencial (5,4 %) y la industria (4,9 %). El gasóleo representa el 61 % del consumo total de productos derivados, seguido de la gasolina (14,4 %) y el queroseno (6,4 %). Aunque la electrificación del transporte ha ganado impulso en algunos segmentos, el petróleo sigue siendo insustituible en sectores como la aviación, el transporte pesado o la navegación.

La participación del petróleo en la generación eléctrica ha disminuido drásticamente. En 2023, representó solo el 3,2 % del total, con 9.288 GWh, una caída del 59 % respecto al año 2000. Este uso se concentra especialmente en los sistemas insulares, donde la falta de alternativas renovables o de interconexiones limita la transición.

Desde una perspectiva climática, el petróleo es el combustible fósil más contaminante del sistema energético español. En 2022, generó 135,5 millones de toneladas de CO₂, el 62 % de las emisiones derivadas de la energía. Aunque las emisiones se han reducido desde el año 2000, la lenta descarbonización del transporte y las dificultades técnicas para sustituir ciertos derivados explican su persistencia (IEA, 2024b).

En resumen, el petróleo mantiene una posición central en el sistema energético, sobre todo por su papel en la movilidad. Aunque España ha conseguido mejorar su balanza comercial gracias al refino, la dependencia exterior y su elevada huella climática lo convierten en uno de los principales retos de la transición energética.

3.2.4. Energía Nuclear

La energía nuclear desempeña un papel estable dentro del sistema eléctrico español, especialmente como fuente de generación continua y sin emisiones directas de CO₂. En 2023, representó el 19,9 % de la electricidad generada, con 56.873 GWh, consolidándose como la tercera tecnología con mayor peso tras la eólica y el gas natural. (IEA, 2024b).

España cuenta actualmente con siete reactores en funcionamiento distribuidos en cinco emplazamientos. Aunque la mayoría de estas centrales se construyeron entre los años setenta y ochenta, han mantenido niveles aceptables de producción y seguridad a lo largo del tiempo. Su principal valor reside en aportar una base firme al sistema eléctrico, independiente de factores climáticos, lo que resulta especialmente útil en un contexto de transición hacia fuentes renovables más variables.

El futuro de la energía nuclear en España está condicionado por decisiones políticas. El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) contempla el cierre progresivo de las centrales a partir de 2027, una medida que ha generado un intenso debate. Mientras algunos sectores subrayan sus costes, riesgos y residuos, otros destacan que se trata de una fuente ya amortizada, libre de emisiones directas y capaz de garantizar el suministro en momentos de baja generación renovable (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico [MITECO], 2024b).

Desde una perspectiva climática, la nuclear se mantiene como una herramienta útil para reducir las emisiones sin comprometer la estabilidad del sistema. En un país todavía muy dependiente del petróleo y del gas, su aportación como energía de base no emisora le otorga un valor estratégico durante el proceso de descarbonización.

En definitiva, aunque su continuidad está sujeta a decisiones políticas y a la evolución de alternativas más sostenibles, la energía nuclear sigue siendo una pieza clave del mix eléctrico español, al menos en el corto y medio plazo.

3.2.5. Carbón

El carbón ha perdido casi toda su relevancia en el sistema energético español. En 2023 representó apenas el 2,4 % del suministro total y el 1,6 % de la generación eléctrica, lo que confirma su progresiva retirada tanto por motivos económicos como medioambientales.

La producción nacional ha desaparecido por completo: de cientos de miles de terajulios en el año 2000 se ha pasado a cero en 2023, tras el cierre de minas, el fin de las ayudas públicas y su creciente falta de competitividad frente a otras fuentes. Todo el carbón consumido hoy en España es importado, aunque las importaciones también han descendido y representaron un 4 % del total energético importado en 2023.

En el ámbito eléctrico, su uso ha caído un 94 % desde el año 2000, y la producción en 2023 fue de apenas 4.450 GWh. Esta cifra sitúa a España entre los países europeos

menos dependientes del carbón para generar electricidad, con especial retroceso en la península. No obstante, el carbón conserva cierta utilidad en la industria, que en 2023 concentró el 83 % de su consumo final, sobre todo en sectores como el cementero y el siderúrgico. También existen usos no energéticos menores, como la fabricación de productos químicos.

Desde una perspectiva climática, el carbón sigue teniendo un impacto considerable: en 2022 fue responsable del 6 % de las emisiones de CO₂ por combustión de combustibles fósiles en España, con 14 millones de toneladas emitidas. Aunque esto supone una reducción del 83 % desde el año 2000, resulta llamativo en comparación con su escaso peso en el mix energético (IEA, 2024b).

Las políticas energéticas nacionales y europeas apuntan a su eliminación total en la próxima década, en línea con el Acuerdo de París y el Pacto Verde Europeo. El cierre de centrales, la desaparición del carbón autóctono y la caída sostenida de su uso reflejan un proceso ya en marcha, aunque su persistencia en ciertos procesos industriales aún plantea desafíos técnicos.

3.2.6. Energías renovables

Las energías renovables han adquirido un peso creciente en el sistema energético español, impulsadas, entre otras razones, por la necesidad de descarbonizar la economía y reducir la dependencia exterior. En 2021, aportaban ya el 18,96 % del consumo final de energía, más del doble que en el año 2000.

En 2023, el 59,5 % del consumo final de energía renovable en España se destinó a la generación eléctrica, el 19,2 % a usos industriales, el 12,2 % al transporte y el 9,1 % al sector residencial. Este reparto refleja con claridad que la transición renovable en España se ha concentrado en el ámbito eléctrico, mientras que su implantación en otros sectores avanza a un ritmo más lento.

Dentro del ámbito eléctrico, las renovables generaron el 42,7 % de la electricidad total del país en 2022, una cifra superior tanto a la media europea como a la mundial. Esta producción se repartió mayoritariamente entre la energía eólica (45 % del total renovable), la solar fotovoltaica (30 %) y la hidráulica (22 %), mientras que fuentes como la solar térmica, la biomasa o los residuos renovables tuvieron una contribución menor (IEA, 2024b).

El despliegue renovable también enfrenta retos importantes. La intermitencia de fuentes como la solar o la eólica exige reforzar los sistemas de almacenamiento y respaldo, así como modernizar las redes eléctricas. Además, la expansión de infraestructuras plantea conflictos en el territorio, sobre todo en zonas rurales, y los trámites administrativos siguen siendo un freno relevante para nuevos proyectos.

En conjunto, España ha avanzado con decisión en la electrificación renovable, pero la transición está aún incompleta. Queda por ampliar su presencia en la producción de calor y ciertos usos industriales, y por superar barreras técnicas y regulatorias que limitan su despliegue.

3.3. Consumo energético por sectores

El análisis del consumo final de energía permite identificar qué sectores concentran la mayor demanda en España y cómo ha evolucionado su peso relativo en el tiempo. La figura siguiente (Gráfico 5) muestra la evolución entre 2000 y 2023: el transporte se mantiene como el principal consumidor, con una participación estable cercana al 40%; la industria ha reducido progresivamente su peso, pasando del 33 % en 2000 al 26 % en 2023; mientras que el consumo residencial ha aumentado del 18 % al 27 % en el mismo periodo. El sector servicios, por su parte, ha permanecido relativamente estable en torno al 10 %.

Gráfico 5. Consumo final de energía en España por sectores, 2000–2023 (% del total)



(Fuente: IEA, Energy Data; elaboración propia)

En 2023, el transporte fue el principal consumidor, con un 39,4 % del total, seguido de la industria (22,6 %), el sector residencial (16,8 %) y los servicios comerciales y públicos (11,6 %). El transporte sigue siendo altamente dependiente del petróleo: el 91,7 % de su consumo energético provino de productos petrolíferos, con escasa penetración de alternativas como los biocombustibles (6 %) o la electricidad y el gas natural, que tienen una presencia residual. Además, la intensidad energética¹³ del transporte de pasajeros ha aumentado un 13 % desde 2000, hasta alcanzar los 1,62 MJ/pkm¹⁴ en 2022, una cifra elevada en comparación internacional.

En la industria, el mix energético es más diverso. En 2023, el gas natural representó el 41,6 % del consumo, seguido de la electricidad (31,5 %), los biocombustibles (12,8 %) y el petróleo (11 %). Esta variedad refleja las necesidades térmicas y eléctricas de los distintos procesos industriales. En términos de eficiencia, la intensidad energética de la industria manufacturera ha mejorado un 31 % desde 2000, aunque España sigue en una posición intermedia dentro del ámbito europeo y global.

El consumo residencial muestra una progresiva electrificación. En 2023, la electricidad representó el 46,3 % del consumo energético de los hogares, por delante del gas natural (21,5 %), los productos petrolíferos (16,4 %) y la biomasa y residuos (13,6 %). La intensidad energética por metro cuadrado, ajustada a condiciones climáticas, se redujo un 14 % entre 2000 y 2022, situándose en 366,3 GJ/m²¹⁵. España ocupa una posición media-alta en eficiencia energética residencial a escala europea.

En el sector servicios, la electricidad domina con claridad, suponiendo el 66,4 % del consumo final en 2023. Le siguen el gas natural (19,5 %), los derivados del petróleo (11,6 %) y los biocombustibles (2,1 %). Se trata de un sector con un consumo energético relativamente bajo en relación con la actividad económica que genera, como refleja su intensidad energética: 0,29 MJ por unidad de PIB (PPA), con una mejora del 12 % respecto al año 2000 (IEA, 2024b).

¹³ *Intensidad energética*: indicador que mide la cantidad de energía necesaria para generar una unidad de actividad económica o de uso (por ejemplo, un euro de PIB o un kilómetro recorrido). Una menor intensidad energética indica una mayor eficiencia.

¹⁴ *MJ (megajulio)*: unidad de energía equivalente a un millón de julios (J). *MJ/pkm*: megajulios por pasajero-kilómetro. *MJ/PIB (PPA)*: megajulios por unidad de PIB en paridad de poder adquisitivo.

¹⁵ *GJ (gigajulio)*: unidad de energía equivalente a mil megajulios. *GJ/m²*: gigajulios por metro cuadrado.

En conjunto, el patrón de consumo refleja una economía en transición. El transporte continúa siendo el gran reto por su dependencia del petróleo, mientras que la industria avanza en eficiencia con una combinación de fuentes. La electrificación avanza en los hogares y el sector terciario, pero persisten desigualdades en la mejora de la eficiencia energética entre sectores. Estos desequilibrios condicionan el ritmo y alcance de la descarbonización en España.

3.4. Infraestructuras clave

La transición energética no depende únicamente del cambio en las fuentes de generación, sino también del desarrollo de infraestructuras capaces de transportar, compartir y almacenar la energía de forma eficiente. La red eléctrica, las interconexiones internacionales y los sistemas de almacenamiento son pilares esenciales para garantizar la seguridad de suministro y reforzar la resiliencia del sistema. Su adecuada coordinación será clave para avanzar hacia un modelo más flexible, competitivo y alineado con los objetivos climáticos. La reciente experiencia del apagón sufrido en abril de 2025 en la Península Ibérica evidenció, precisamente, los riesgos de un sistema insuficientemente interconectado, subrayando la urgencia de acelerar inversiones estratégicas que fortalezcan su estabilidad.

España cuenta con una red eléctrica extensa gestionada por Red Eléctrica de España (REE), que articula la conexión entre los centros de producción y los principales núcleos de consumo del país. Esta red, compuesta por líneas de alta tensión y centros de control, debe modernizarse y reforzarse para adaptarse a un sistema energético cada vez más dependiente de la electricidad, con una generación más descentralizada y una demanda más volátil. El crecimiento del autoconsumo, la integración masiva de energías renovables y la electrificación del transporte y la climatización están aumentando la dificultad de gestión del sistema eléctrico. En este contexto, el desarrollo de redes eléctricas inteligentes¹⁶ se presenta como una vía imprescindible para mejorar la eficiencia, anticipar la demanda y reducir pérdidas (REE, 2019).

Por otro lado, las interconexiones eléctricas con el resto de Europa siguen siendo una de las principales debilidades estructurales del sistema español. La Península Ibérica

¹⁶ *Redes eléctricas inteligentes*: sistemas que utilizan tecnologías digitales para gestionar la electricidad de forma más eficiente, permitiendo un flujo bidireccional entre productores y consumidores.

presenta una tasa de interconexión de alrededor del 3 %, muy por debajo del objetivo del 15 % fijado por la Unión Europea para 2030. Esta limitada capacidad de conexión con el continente europeo, especialmente a través de Francia, reduce las posibilidades de intercambio de energía, incrementa los riesgos ante situaciones de estrés del sistema y encarece el acceso a electricidad más competitiva procedente de otros mercados. En los últimos años se han impulsado varios proyectos estratégicos para revertir esta situación, como el interconector submarino por el Golfo de Vizcaya, que duplicará la capacidad de intercambio con Francia hasta alcanzar los 5 GW (Abnett, 2025). Al mismo tiempo, las interconexiones con Portugal han avanzado de forma positiva, con flujos bidireccionales cada vez más equilibrados.

El almacenamiento energético constituye el tercer pilar esencial para la estabilidad del sistema, especialmente ante la creciente penetración de fuentes intermitentes como la solar y la eólica. En este contexto, las centrales hidroeléctricas de bombeo se consolidan como la opción más eficiente y madura para el almacenamiento a gran escala. España dispone actualmente de 18 centrales de este tipo, con una potencia instalada cercana a los 6 GW, que permiten absorber excedentes de generación en momentos de baja demanda y liberarlos durante las horas punta. Según la Agencia Internacional de la Energía, este tipo de instalaciones representa más del 90 % de la capacidad total de almacenamiento energético en la Unión Europea, gracias a su fiabilidad, rapidez de respuesta y nulas emisiones. Paralelamente, están comenzando a desplegarse otras soluciones como baterías eléctricas a gran escala que, aunque aún en fase inicial, se prevé que desempeñen un papel creciente en la transición hacia un sistema eléctrico más flexible y descarbonizado (Iberdrola, s.f.).

4. DEPENDENCIA ENERGÉTICA DE ESPAÑA

España continúa dependiendo de manera significativa del suministro energético exterior, lo que la expone a riesgos económicos, logísticos y geopolíticos. Esta vulnerabilidad ha quedado especialmente patente en los últimos años, marcados por crisis internacionales y tensiones en los mercados de suministro. En este apartado se analiza quiénes son los principales proveedores del país, cómo ha evolucionado el grado de dependencia externa, qué riesgos implica y qué medidas se están adoptando para reforzar la seguridad energética.

4.1. Principales países proveedores

España sigue dependiendo en gran medida del suministro energético procedente del exterior. Aunque en las últimas décadas ha crecido la producción nacional de fuentes renovables, los combustibles fósiles y el uranio continúan siendo importados casi en su totalidad. Este subapartado analiza el origen geográfico de las principales fuentes de energía importadas: gas natural, petróleo y uranio.

En el caso del gas natural, los datos más recientes muestran un alto grado de diversificación. En 2024, España importó gas desde 14 países distintos. Los principales proveedores fueron Estados Unidos (29,1 %), Argelia (21,1 %) y Nigeria (10,8 %), seguidos por Noruega, Trinidad y Tobago, y Qatar, todos ellos por encima del 5 % del total. Más del 60 % del gas importado llegó en forma de gas natural licuado, lo que resalta la importancia estratégica de las infraestructuras de regasificación españolas. El resto se transportó por gasoducto, principalmente desde Argelia a través del Medgaz (Enagás, 2024).

En cuanto al petróleo crudo, España también presenta una notable dispersión geográfica en sus importaciones. En 2024, se importaron 58,9 millones de toneladas de crudo, un 4,9 % más que el año anterior. Los tres mayores proveedores fueron Estados Unidos (17,2 %), Nigeria (14,5 %) y Brasil (14,1 %), seguidos de cerca por México (13,1 %) e Irak (6,6 %). En total, el 63,4 % del crudo importado procedió de países no pertenecientes a la OPEP, lo que proporciona un cierto margen de autonomía ante posibles decisiones coordinadas de esta organización (CORES, 2024).

Por último, en el ámbito de la energía nuclear, España importa todo el uranio necesario para abastecer sus centrales. Según el Consejo de Seguridad Nuclear, en 2023 la fábrica de elementos combustibles de Juzbado, en Salamanca, que es la única

instalación del país que recibe y procesa este material, recibió 276 toneladas de uranio enriquecido procedentes de Estados Unidos y el Reino Unido. Aunque estos países aparecen como exportadores directos, es habitual que el uranio provenga originalmente de países como Kazajistán, Canadá o Uzbekistán. Tras su extracción, el mineral se envía a instalaciones de conversión y enriquecimiento ubicadas en EE.UU. o Reino Unido, desde donde se exporta finalmente a España en forma de material apto para la fabricación del combustible nuclear (CSN, 2024).

El carbón, aunque históricamente tuvo un peso relevante, ha perdido gran parte de su protagonismo. En 2023 representó apenas el 2,4 % del suministro energético total y fue importado en su totalidad, principalmente desde Colombia, Estados Unidos, Rusia y Sudáfrica (MITECO, 2024b).

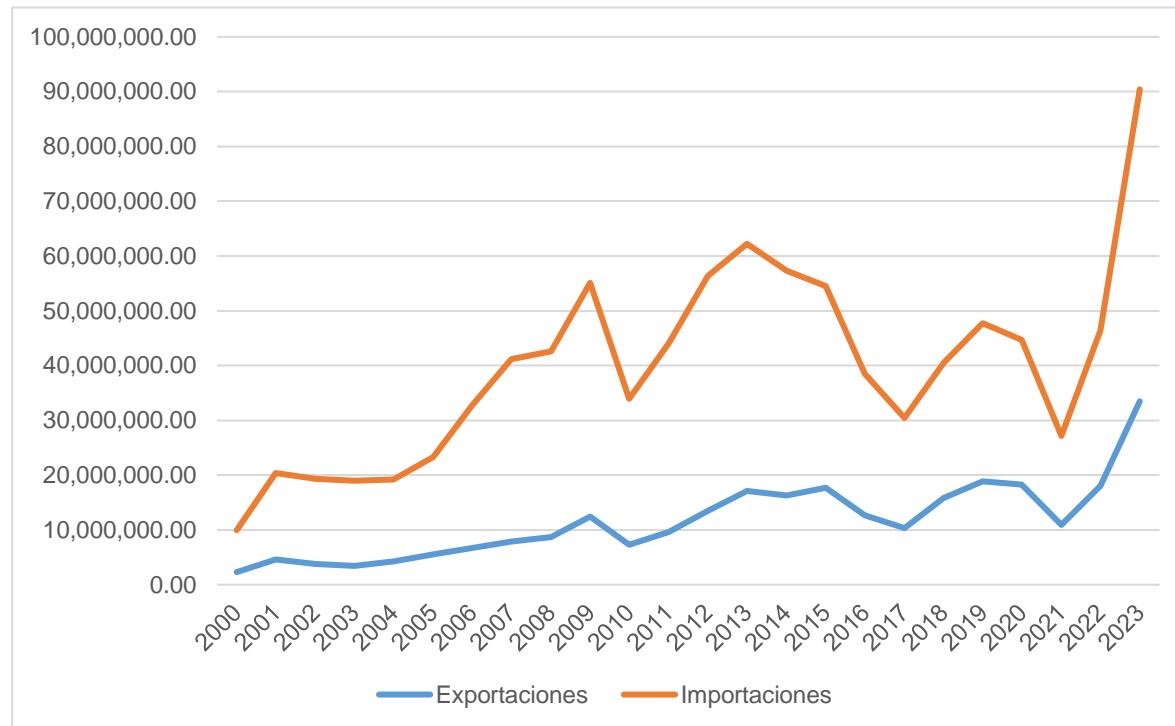
En conjunto, la geografía de las importaciones energéticas españolas muestra una estrategia orientada a diversificar orígenes y reducir riesgos. Aun así, la elevada dependencia estructural respecto al suministro exterior continúa siendo uno de los principales retos del sistema energético nacional, como se verá en el subapartado siguiente.

4.2. Evolución del grado de dependencia energética

España ha mostrado históricamente un elevado grado de dependencia energética exterior, fruto de su escasa disponibilidad de recursos fósiles y de uranio. El índice de dependencia energética, que mide en términos físicos el porcentaje de energía consumida que proviene del exterior, alcanzó en 2023 un 68,6 %, tras varios años de oscilaciones marcadas por factores coyunturales y estructurales (MITECO, 2024b).

La figura siguiente (Gráfico 6) muestra la evolución en valor monetario de las importaciones y exportaciones energéticas de España entre 2000 y 2023. Se aprecia con claridad el déficit estructural: las importaciones han superado siempre a las exportaciones, con diferencias que se amplían en períodos de precios elevados. En 2023, las importaciones superaron los 90.000 millones de euros, frente a unos 33.000 millones exportados. Aun así, las exportaciones también han crecido en las dos últimas décadas, especialmente en productos derivados del petróleo y en electricidad, con un fuerte repunte tras 2021. El saldo comercial energético sigue siendo, por tanto, negativo, aunque su magnitud varía en función de la coyuntura internacional y del dinamismo de sectores como el refino y las renovables.

Gráfico 6. Evolución de las importaciones y exportaciones energéticas de España, 2000–2023 (millones de €)



(Fuente: DataComex; elaboración propia)

Conviene precisar que el gráfico refleja la dimensión económica del comercio energético, mientras que el índice de dependencia se calcula sobre balances físicos (terajulios y gigavatios hora). Ambos enfoques son complementarios: el primero ilustra el impacto económico en la balanza comercial, y el segundo, el grado en que España depende estructuralmente de recursos externos para cubrir su consumo energético.

En términos de dependencia energética medida en balances físicos, la evolución de las últimas décadas ha sido de moderación, aunque con altibajos. A comienzos de los años 2000, la dependencia superaba el 80 %, un nivel claramente superior al actual. Desde entonces, ha habido avances significativos impulsados, sobre todo, por el crecimiento de las energías renovables y por una ligera disminución del consumo energético total, especialmente tras la crisis de 2008. La irrupción de nuevas tecnologías como la solar fotovoltaica, el impulso de la eólica y la mejora de la eficiencia energética han contribuido a este cambio de perfil.

Sin embargo, esta evolución no ha sido lineal. En años recientes, la reducción de la producción nacional de hidrocarburos y ciertos repuntes del consumo han contrarrestado

parcialmente los avances logrados. La recuperación del consumo tras la pandemia y la tensión energética derivada de la guerra en Ucrania provocaron un repunte de la dependencia en 2022, seguido de una corrección parcial en 2023, aunque sin recuperar aún los niveles previos a la crisis energética de 2022.

En comparación con la Unión Europea, España mantiene desde hace años una dependencia estructuralmente más alta. Según Eurostat, en 2022 la media de la UE se situó en torno al 57,2 %, mientras que España registró un 72,4 %, lo que refleja una brecha notoria entre ambos niveles. Esta diferencia se explica, en parte, por la mayor autosuficiencia energética de algunos países con producción propia de gas, petróleo o nuclear, como Francia, Noruega o Países Bajos (Eurostat, 2023).

De cara al futuro, el objetivo es reducir esta dependencia al 51 % en 2030, según establece el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima. Para lograrlo, será clave seguir expandiendo el peso de las renovables en el mix, fomentar el autoconsumo, mejorar la eficiencia energética y avanzar en la electrificación de la demanda, especialmente en sectores como el transporte o la industria (MITECO, 2024d).

4.3. Vulnerabilidades y riesgos asociados

La elevada dependencia energética exterior y la concentración de los suministros en determinados orígenes y rutas convierten al sistema energético español en un entorno vulnerable frente a perturbaciones geopolíticas, técnicas o logísticas. Aunque en los últimos años se han adoptado medidas para diversificar fuentes y orígenes, siguen existiendo riesgos estructurales que deben considerarse.

Una de las principales fragilidades es la elevada concentración de las importaciones de gas en pocos países, especialmente Argelia, que históricamente ha sido el principal proveedor de gas natural a España. Aunque esta dependencia ha disminuido en los últimos años por motivos comerciales y geopolíticos, sigue existiendo un riesgo latente ante un posible corte o deterioro en las relaciones bilaterales. A esto se suma la vulnerabilidad inherente al tránsito de buques metaneros a través de rutas críticas como el estrecho de Gibraltar o el canal de Suez, que pueden verse afectados por conflictos internacionales o bloqueos logísticos.

Desde una perspectiva geopolítica, España no es ajena a las tensiones que afectan a los mercados energéticos globales. Conflictos recientes como la guerra de Siria, la inestabilidad en Libia o el conflicto en Ucrania, en regiones clave como Oriente Medio, el

norte de África o Europa del Este, repercuten directamente en los precios y la estabilidad del suministro. El caso de la guerra de Ucrania puso de manifiesto la interdependencia europea en materia energética y la vulnerabilidad frente a interrupciones inesperadas del suministro.

También existen riesgos logísticos y técnicos dentro del propio sistema. España mantiene un bajo nivel de interconexión eléctrica con el resto de Europa, lo que limita su capacidad para compartir excedentes o recibir apoyo en momentos de tensión. A pesar de los avances en interconexiones con Francia y Portugal, la península sigue siendo considerada una isla energética, con una ratio de interconexión por debajo del 5 % de la capacidad instalada, lejos del objetivo europeo del 15 % para 2030.

Además, algunos puntos críticos de la red, como infraestructuras portuarias, plantas de regasificación, gasoductos o líneas de alta tensión, presentan una alta exposición a eventos climáticos extremos, fallos técnicos o ataques ciberneticos. Estas infraestructuras estratégicas, muchas de ellas situadas en zonas costeras, requieren medidas específicas de protección y adaptación para mantener su operatividad en situaciones adversas.

Por otro lado, la experiencia del invierno de 2022 evidenció ciertas limitaciones de resiliencia. Aunque no se produjo un desabastecimiento generalizado, el aumento de la demanda, los altos precios y la tensión derivada de la guerra en Ucrania llevaron a situaciones de estrés que pusieron a prueba la capacidad del sistema español para responder a crisis externas. Esta situación reforzó la necesidad de mejorar los mecanismos preventivos, reforzar los planes de emergencia y desarrollar nuevas herramientas de flexibilidad, tanto en la oferta como en la demanda (MITECO, 2024b).

En suma, la seguridad energética de España sigue enfrentándose a vulnerabilidades relevantes, tanto por factores externos como internos. Abordarlas exige una planificación coordinada, una mayor redundancia en las infraestructuras clave y una estrategia clara para reducir la exposición a fuentes y rutas de suministro críticas.

4.4. Papel de Argelia y el gasoducto Magreb-Europa

España ha mantenido históricamente una estrecha relación energética con Argelia, centrada principalmente en el suministro de gas natural a través de dos infraestructuras clave: el gasoducto Magreb-Europa y el Medgaz. El primero, inaugurado en 1996, conectaba los yacimientos argelinos con la Península Ibérica atravesando Marruecos, y tenía una capacidad de hasta 444 GWh diarios. Esta ruta estuvo operativa hasta octubre

de 2021, cuando fue suspendida por decisión de Argelia en el marco de su ruptura diplomática con Marruecos, agudizada por el respaldo del Gobierno español al plan de autonomía marroquí para el Sáhara Occidental.

La clausura del Magreb-Europa dejó como única conexión directa con Argelia al gasoducto Medgaz, que entra en territorio español por Almería. Este gasoducto, operativo desde 2011, tiene una capacidad de 290 GWh diarios, ampliable en un 25 % con inversiones adicionales en el lado argelino. Desde el cierre del Magreb-Europa, España ha aumentado su dependencia del Medgaz y del gas natural licuado, incrementando el peso de las importaciones por barco. De hecho, en 2023, solo el 30 % del gas importado llegó por gasoducto, frente a un 70 % por GNL.

A pesar de este contexto, Argelia sigue siendo el principal proveedor de gas natural de España, con un 29 % del total importado en 2023. Le siguen Estados Unidos (21 %), Rusia (18 %) y Nigeria (14 %). Esta fuerte dependencia del gas argelino convierte la relación bilateral en un factor estratégico para la seguridad energética del país. La capacidad de respuesta del sistema español ha sido notable, gracias a la diversificación creciente y a una red de infraestructuras que permite adaptarse a los cambios. Sin embargo, la experiencia de los últimos años ha puesto de manifiesto la necesidad de reducir los riesgos geopolíticos asociados a una concentración excesiva del suministro en un único país proveedor (MITECO, 2024b)

El cierre del gasoducto Magreb-Europa también dejó a España sin una ruta terrestre alternativa desde Argelia, aumentando la vulnerabilidad ante posibles fallos técnicos o decisiones unilaterales que afecten al flujo por Medgaz. Este escenario ha obligado a reforzar los mecanismos de flexibilidad del sistema, como la expansión del almacenamiento, el refuerzo de las interconexiones con Europa y la mejora de la capacidad regasificadora. Además, ha impulsado un debate más profundo sobre la urgencia de acelerar la transición energética y reducir la exposición a fuentes fósiles importadas.

4.5. Importancia del gas natural licuado y las regasificadoras

El gas natural licuado es una forma de gas natural que ha sido enfriado a -160 °C para convertirlo en líquido, lo que reduce su volumen unas 600 veces y facilita su transporte en buques metaneros a través de largas distancias. Una vez llega a destino, se almacena temporalmente en tanques criogénicos y luego se regasifica, es decir, se devuelve a estado

gaseoso mediante calentamiento para su inyección en la red gasista y su uso en industria, generación eléctrica o calefacción.

En el caso de España, el GNL ha cobrado un protagonismo creciente como herramienta para diversificar las fuentes de suministro y reducir la dependencia del gas argelino por gasoducto. Esta tendencia se ha intensificado tras el cierre del gasoducto Magreb-Europa en 2021 y el contexto geopolítico generado por la guerra de Ucrania. En 2023, un 70 % del gas importado por España llegó en forma de GNL, mientras que solo el 30 % lo hizo por gasoducto.

España cuenta con uno de los sistemas de regasificación más robustos de Europa. A finales de 2023, disponía de siete plantas de regasificación operativas, localizadas en Barcelona, Cartagena, Huelva, Sagunto, Bilbao, Mugardos y El Musel. Esta última se incorporó como medida excepcional para reforzar la seguridad de suministro europea, comenzando su actividad en julio de 2023.

El conjunto de estas infraestructuras proporciona una capacidad de regasificación de 1.945 GWh diarios y una capacidad de almacenamiento de 3,6 mcm de GNL, equivalente a 22,5 TWh. Esta capacidad excede con creces la demanda nacional diaria, lo que posiciona a España como una potencial plataforma estratégica para el abastecimiento de gas en Europa (MITECO, 2024b).

Sin embargo, esta fortaleza estructural se ve limitada por el cuello de botella en las interconexiones gasistas con Francia, lo que restringe el volumen de gas que puede fluir hacia el resto del continente. Aunque en los últimos años se han incrementado los flujos hacia el norte, especialmente tras el estallido del conflicto en Ucrania, la capacidad de exportación sigue siendo insuficiente en relación con el potencial regasificador español.

Por ello, el papel de España como centro distribución de GNL a escala europea está condicionado no tanto por su capacidad técnica, sino por la falta de una conexión efectiva con el resto del sistema gasista europeo. Esta realidad conecta con los retos que se tratarán en el apartado 6.1 sobre el papel geoeconómico de España en el nuevo orden energético global.

4.6. Estrategias de diversificación y autonomía energética

La elevada dependencia energética exterior ha impulsado en España el desarrollo de diversas estrategias para reforzar su seguridad de suministro y avanzar hacia una mayor

autonomía. Estas medidas buscan no solo diversificar el origen geográfico de las importaciones, sino también reducir progresivamente el volumen total de energía procedente del exterior, potenciando la producción interna y las interconexiones con Europa.

Una de las iniciativas más relevantes es el proyecto H2Med, una infraestructura pionera que conectará Portugal, España y Francia mediante un corredor de hidrógeno verde. Se prevé que entre en funcionamiento en 2030 y transporte hasta dos millones de toneladas anuales de hidrógeno renovable, lo que reforzará el papel de la Península Ibérica como proveedor de energía limpia para Europa y como alternativa al gas fósil importado. Esta iniciativa se complementa con nuevas interconexiones eléctricas internacionales, como la línea submarina entre España y Francia a través del Golfo de Vizcaya, cuyo objetivo es aumentar la capacidad de intercambio eléctrico e integrar mejor los mercados energéticos europeos.

Además, el despliegue masivo de energías renovables constituye uno de los pilares fundamentales para reducir la dependencia externa. Aunque este proceso se desarrolla con mayor profundidad en el apartado 5.2, conviene destacar aquí su efecto directo sobre el índice de dependencia energética: al aumentar la generación eléctrica a partir de fuentes internas como la solar o la eólica, disminuye la necesidad de importar combustibles fósiles. Según el PNIEC, el incremento previsto de renovables permitirá reducir la dependencia energética al 51 % en 2030, frente al 68,6 % registrado en 2023.

Otro elemento clave es el impulso al autoconsumo y al almacenamiento energético, cuya expansión permite reducir la demanda agregada del sistema y mejorar su flexibilidad. El crecimiento de instalaciones solares en hogares, empresas y comunidades energéticas, junto con la incorporación de sistemas de baterías, está reforzando la resiliencia frente a perturbaciones externas. Estos avances, que se analizarán en mayor detalle en el apartado 5.5, contribuyen también a la soberanía energética desde la base.

En conjunto, estas estrategias reflejan un enfoque multifacético que combina interconexión, producción renovable y descentralización del consumo. Aunque los objetivos son ambiciosos y aún persisten retos técnicos, administrativos y financieros, las líneas de actuación definidas por el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima apuntan en la dirección adecuada para reducir la dependencia estructural y fortalecer la seguridad energética a medio plazo (MITECO, 2024d).

En definitiva, la dependencia energética exterior continúa siendo uno de los principales desafíos del sistema energético español. A pesar de los avances en diversificación, interconexión y despliegue renovable, alcanzar una autonomía energética real exigirá consolidar las estrategias ya iniciadas, corregir desequilibrios estructurales y reforzar la capacidad de respuesta frente a posibles disruptpciones futuras.

5. ESPAÑA ANTE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

España se encuentra en una fase decisiva dentro del proceso global de transición energética. Tras haber consolidado un sistema energético más diversificado y con un peso creciente de las renovables, el país afronta ahora el reto de transformar en profundidad sus infraestructuras, su marco normativo y su modelo de consumo. Este apartado analiza cómo se está materializando esa transformación, evaluando los objetivos climáticos fijados, el potencial renovable disponible, los principales desafíos técnicos y económicos, y las oportunidades que ofrece esta transición en términos industriales, sociales y de innovación.

5.1. Objetivos climáticos y marcos regulatorios

El cambio climático ya no es solo una preocupación ambiental, sino un eje central de la política energética en todo el mundo. Desde la firma del Acuerdo de París en 2015, más de 190 países, incluidos España y el resto de miembros de la Unión Europea, se han comprometido a limitar el aumento de la temperatura global a muy por debajo de los 2 °C, con el objetivo preferente de no superar los 1,5 °C. Aunque este acuerdo no impone objetivos vinculantes país por país, sí marca una hoja de ruta común basada en la reducción de emisiones, la adaptación al cambio climático y la financiación climática internacional (IEA, 2023d).

En el caso de la Unión Europea, ese compromiso se tradujo en una serie de medidas ambiciosas agrupadas bajo el Pacto Verde Europeo, presentado en 2019. Este plan establece como meta alcanzar la neutralidad climática en 2050, es decir, lograr que las emisiones netas de gases de efecto invernadero sean cero. Para ello, se plantea transformar por completo el sistema energético, repensar los modelos de movilidad, adaptar la industria y rehabilitar el parque de viviendas, entre otras líneas de actuación. Y es que, en última instancia, lo que está en juego es cambiar el corazón energético de Europa sin perder competitividad ni cohesión social.

España ha tenido que adaptar su política energética a estos compromisos europeos. En ese marco, el PNIEC 2021–2030, actualizado en 2024, fija tres grandes metas para esta década: reducir las emisiones un 32 % respecto a 1990, alcanzar un 48 % de renovables sobre el consumo final de energía y mejorar la eficiencia energética en un 44 % (MITECO, 2024d). La verdad es que, aunque ambiciosos, estos objetivos buscan impulsar una transformación profunda del sistema energético, combinando tecnología, regulación y cambios de comportamiento.

Además, el plan prevé que más del 81 % de la electricidad en 2030 provenga de fuentes renovables, lo que implicará un crecimiento muy acelerado de la solar fotovoltaica, la eólica y el autoconsumo. También se contempla la instalación de más de 11 gigavatios de sistemas de almacenamiento y el desarrollo de hidrógeno renovable como vector estratégico para descarbonizar sectores difíciles de electrificar (MITECO, 2024d).

La guerra en Ucrania supuso un punto de inflexión. A la urgencia climática se le sumó la necesidad de reforzar la seguridad energética y reducir la dependencia del gas ruso. En ese contexto, el plan europeo REPowerEU, ya mencionado anteriormente, cobró especial relevancia también para España, al acelerar proyectos clave de redes, renovables e infraestructuras de almacenamiento (European Commission, 2023).

Algunos de los fondos vinculados a REPowerEU ya se están destinando a reforzar las redes eléctricas, impulsar el hidrógeno verde o mejorar la eficiencia energética en edificios públicos. En cierto modo, la geopolítica ha servido como catalizador de un proceso que ya era urgente por razones climáticas.

De cara al largo plazo, el horizonte de la neutralidad climática en 2050 sigue siendo el gran punto de llegada. Para alcanzarlo, será necesario no solo cumplir los objetivos intermedios del PNIEC y de planes como REPowerEU, sino también mantener un ritmo sostenido de descarbonización más allá de 2030. Esto implica transformar sectores enteros de la economía, reorientar inversiones privadas y mantener un marco regulador claro y estable, capaz de guiar la transición sin generar incertidumbre ni desigualdades (MITECO, 2024d).

En conjunto, estos marcos normativos y objetivos estratégicos han elevado la ambición climática de España, pero también han aumentado la presión sobre su sistema energético. Ya no basta con producir más renovables, es necesario replantear el modelo energético en su conjunto, con una visión de largo plazo, resiliente y alineada con los compromisos adquiridos.

5.2. Potencial renovable

España cuenta con una de las mayores riquezas naturales de Europa en términos de recursos renovables. La abundancia de sol y viento, junto con una orografía favorable y una creciente experiencia técnica, la sitúan como uno de los países con mayor potencial para liderar la transición energética en el continente.

En el caso de la energía solar, España es uno de los países con más horas de sol de Europa, sobre todo en el sur y en las zonas del interior peninsular. La solar fotovoltaica ha sido la fuente renovable que más ha crecido en los últimos años, con un notable impulso del autoconsumo tanto en viviendas como en pymes. A ello se suma la solar térmica, que aunque tiene un peso mucho menor en el mix actual, conserva potencial en aplicaciones como el calentamiento de agua o ciertos usos industriales (IEA, 2024b). El margen de crecimiento sigue siendo enorme, no solo por razones geográficas, sino también porque muchas cubiertas y terrenos aún no están aprovechados.

La energía eólica también presenta cifras muy destacadas. En 2023, representó el 22,5 % de toda la electricidad generada en el país, consolidándose como la tecnología renovable con mayor peso en el sistema eléctrico español (IEA, 2024b). El recurso eólico terrestre se concentra sobre todo en el norte, el centro y el valle del Ebro, donde los factores de carga son especialmente altos. Sin embargo, el futuro inmediato pasa por la eólica marina, una tecnología todavía incipiente en España, pero con un potencial muy prometedor en zonas como Galicia, Canarias o el mar de Alborán. Su desarrollo, eso sí, requerirá superar desafíos técnicos, ambientales y de planificación del espacio marítimo.

En cuanto a la hidráulica, España cuenta con un parque de embalses y centrales históricamente relevante. Aunque su aportación ha disminuido en términos relativos, sigue desempeñando un papel importante como fuente de respaldo y regulación del sistema eléctrico. En 2023, aportó cerca del 11 % de la generación eléctrica del país (IEA, 2024b). La mayor parte de esta energía proviene de grandes centrales ubicadas en ríos del norte y oeste peninsular. Además, las centrales hidroeléctricas de bombeo, que permiten almacenar energía en forma de agua elevada para liberarla en momentos de alta demanda, son actualmente la principal herramienta de almacenamiento a gran escala en España, con una potencia instalada cercana a los 6 gigavatios (Iberdrola, s. f.).

Por último, el hidrógeno verde se está posicionando como una de las apuestas estratégicas para el futuro. Aunque su uso sigue siendo minoritario y la tecnología está aún en una fase de desarrollo, España ha comenzado a construir una base sólida para liderar este sector en Europa. Gracias a su alto potencial solar y eólico, el país reúne condiciones óptimas para producir hidrógeno a partir de electrolizadores alimentados por electricidad renovable. Ya se han anunciado corredores como el H2Med, que conectará la península con Francia y Portugal, y se prevé que este tipo de infraestructuras sirvan para exportar hidrógeno verde hacia el norte de Europa a partir de 2030 (MITECO, 2024d). El objetivo no

es solo usarlo internamente en industria o transporte, sino también exportarlo a otros países europeos en el futuro.

Ahora bien, este enorme potencial no está exento de limitaciones. El recurso renovable, aunque abundante, no se distribuye de forma uniforme por el territorio, lo que genera desigualdades regionales en la capacidad de generación. Algunas zonas especialmente adecuadas para instalar parques solares o eólicos se encuentran alejadas de los principales centros de consumo, lo que obliga a reforzar las redes de transporte eléctrico. Además, existen restricciones técnicas, ambientales y sociales que pueden ralentizar el despliegue de nuevas instalaciones. Estas cuestiones se analizarán con más detalle en el siguiente apartado.

5.3. Retos técnicos y económicos de la transición

El despliegue de un nuevo modelo energético basado en fuentes renovables y electricidad limpia no está exento de desafíos. Más allá del potencial solar o eólico que España puede aprovechar, existen barreras técnicas, económicas y administrativas que condicionan el ritmo y la escala de la transición. Este apartado se centra en esos obstáculos, muchos de los cuales requieren inversiones a gran escala, reformas estructurales y decisiones políticas sostenidas en el tiempo.

Uno de los principales retos es el coste de inversión necesario para transformar el sistema energético. La generación renovable, aunque cada vez más competitiva, necesita infraestructuras asociadas como redes eléctricas reforzadas, sistemas de almacenamiento y centros de control digitalizados. Muchas de estas instalaciones se proyectan en zonas rurales o poco pobladas, donde hay más disponibilidad de espacio y mejores condiciones ambientales, lo que a su vez obliga a ampliar la red de transporte eléctrico para conectar esos puntos de generación con los centros de consumo. Según el PNIEC, se estima que España deberá movilizar 294.000 millones de euros entre 2021 y 2030, con una previsión de que el 85 % provenga del sector privado y el 15 % restante de inversión pública (MITECO, 2024d). Esta inversión incluye la generación renovable, las redes eléctricas, el almacenamiento, la eficiencia energética y la electrificación del transporte e industria.

Otro obstáculo significativo es la lentitud de los trámites administrativos. Obtener permisos para nuevos parques solares o eólicos puede tardar varios años, debido a procesos complejos de evaluación ambiental, autorizaciones técnicas, consultas públicas y coordinación entre niveles de gobierno. En algunos casos, el proceso de tramitación

puede alargarse entre dos y cinco años, lo que ralentiza significativamente la ejecución de proyectos (IEA, 2024h). Esta burocracia no solo retrasa proyectos estratégicos, sino que también genera incertidumbre para los inversores y pone en riesgo la ejecución de los objetivos climáticos.

Desde un punto de vista técnico, uno de los mayores desafíos es la intermitencia de las fuentes renovables. La producción de energía solar y eólica depende de factores climáticos que no siempre coinciden con los picos de demanda. Como ya se vio en el apartado 3.2.1, esto obliga a mantener tecnologías de respaldo, como los ciclos combinados de gas, que aportan estabilidad al sistema cuando no hay suficiente generación renovable disponible. Además, en el apartado 3.4 se analizó cómo esta variabilidad exige un refuerzo de la red eléctrica y la incorporación de soluciones de almacenamiento que permitan absorber los excedentes y liberarlos cuando sea necesario.

Para hacer frente a esta situación, el sistema necesita reforzar su capacidad de almacenamiento. Aunque España ya cuenta con una red de centrales de bombeo consolidada, será necesario ampliarla y complementarla con tecnologías emergentes como las baterías a gran escala y otras soluciones de flexibilidad (Iberdrola, s. f.).

Otro factor crítico es la limitada interconexión eléctrica con el resto del continente. Esta situación dificulta los intercambios de energía, impide aprovechar plenamente los excedentes renovables e incrementa la exposición a precios volátiles. Aunque se están impulsando proyectos clave, como el interconector submarino por el Golfo de Vizcaya, España continúa funcionando en gran medida como una isla energética (Abnett, 2025).

Como respuesta parcial a estos desafíos, el Gobierno ha puesto en marcha iniciativas como el PERTE (Proyecto Estratégico para la Recuperación y Transformación Económica) de Energías Renovables, Hidrógeno Verde y Almacenamiento, que prevé movilizar más de 16.300 millones de euros entre inversión pública y privada. Este programa, vinculado a los fondos europeos, busca impulsar el desarrollo tecnológico y acelerar el despliegue de infraestructuras clave en sectores estratégicos. Permitirá, además, la creación de más de 280.000 empleos, entre directos, indirectos e inducidos en el conjunto de la economía (MITECO, 2021).

En conjunto, estos retos no niegan las oportunidades de la transición energética, pero sí marcan los límites de su despliegue actual. Superarlos exigirá una planificación coherente, coordinación institucional, agilidad administrativa y un marco regulador que dé

confianza a largo plazo. Porque si bien la transformación ya está en marcha, su éxito dependerá de que estos cuellos de botella no se conviertan en frenos estructurales.

5.4. Oportunidades industriales y de innovación

La transición energética no solo plantea retos técnicos o climáticos, sino también oportunidades económicas e industriales de gran alcance. España, gracias a su potencial renovable y a la consolidación de un sector energético dinámico, puede aprovechar este proceso para impulsar nuevas cadenas de valor, generar empleo y reforzar su posicionamiento tecnológico. Desde la producción de componentes y la instalación de infraestructuras hasta el desarrollo de startups, centros de I+D o industrias emergentes como las gigafactorías¹⁷ y la minería de litio, el país se encuentra ante la posibilidad de liderar segmentos clave de la economía verde si logra movilizar inversión, conocimiento y capacidades productivas.

5.4.1. Industria de energías renovables: producción e instalación

España cuenta con un ecosistema empresarial sólido y en expansión en torno a las energías renovables. Empresas como Iberdrola, Acciona, Naturgy, Capital Energy o Siemens Gamesa no solo lideran el desarrollo de parques solares y eólicos dentro del país, sino que también participan activamente en la fabricación de componentes, la ingeniería de proyectos y la prestación de servicios de mantenimiento. Estas compañías se han convertido en referentes internacionales y son parte fundamental del tejido que sostiene la transición energética española.

La cadena de valor del sector renovable abarca actividades muy diversas: desde la fabricación de aerogeneradores, paneles solares o inversores, hasta la instalación de plantas, la operación de redes inteligentes o el mantenimiento de infraestructuras críticas. Este ecosistema industrial genera un impacto directo sobre el empleo local, especialmente en zonas rurales o con menor desarrollo económico, donde suelen instalarse muchos de los proyectos. Según Red Eléctrica de España, en 2023 la potencia instalada de renovables alcanzó los 77 GW, lo que supuso un récord histórico para el país; además, el sector generó más de 120.000 puestos de trabajo directos e indirectos (REE, 2023).

¹⁷ *Gigafactoría*: planta industrial de gran escala especializada en la fabricación de baterías para vehículos eléctricos u otros usos energéticos.

Además del mercado nacional, muchas de estas empresas ofrecen servicios especializados en el extranjero y participan en proyectos internacionales, especialmente en América Latina, Oriente Medio y el norte de África. España es el quinto mayor exportador mundial de aerogeneradores, con ventas de más de 2.500 millones de euros en 2023. También destacan empresas especializadas en tecnología solar, como fabricantes de seguidores, inversores o plataformas digitales para optimizar el rendimiento de plantas fotovoltaicas, que refuerzan la capacidad exportadora del sector (ICEX, 2024). Esta proyección internacional refuerza el papel del sector renovable español como exportador tanto de tecnología como de conocimiento técnico.

La transición energética ofrece, por tanto, una doble oportunidad: por un lado, acelerar el despliegue de renovables a nivel interno, y por otro, consolidar una industria nacional capaz de competir en los mercados globales. Para lograrlo, será clave mantener una base tecnológica fuerte, atraer inversión y garantizar estabilidad regulatoria, tres factores que influyen directamente en la creación de empleo cualificado y en la estructuración de un sector industrial sólido.

5.4.2 I+D y emprendimiento verde

El impulso a la innovación es uno de los pilares fundamentales para consolidar una transición energética sostenible y competitiva. En España, tanto el sector público como el privado están reforzando sus esfuerzos en investigación, desarrollo y emprendimiento vinculado a las energías limpias, con el objetivo de generar soluciones propias, reducir la dependencia tecnológica exterior y posicionarse en segmentos de alto valor añadido.

Uno de los principales actores en este ámbito es el Centro para el Desarrollo Tecnológico y la Innovación (CDTI), que en 2023 gestionó más de 1.400 millones de euros para proyectos de I+D empresarial. Una parte significativa de estos fondos se destinó a iniciativas relacionadas con la energía, incluyendo redes inteligentes, almacenamiento, hidrógeno renovable y digitalización industrial (CDTI, 2023). Estas ayudas se articulan tanto a través de programas propios como mediante instrumentos europeos, como Horizonte Europa o el Mecanismo de Recuperación y Resiliencia. Entre los beneficiarios se encuentran universidades, pymes tecnológicas y centros como IMDEA Energía, Tecnalia o el Instituto de Investigación en Energía de Cataluña (IREC).

El ecosistema emprendedor también está mostrando una evolución notable. Una de las iniciativas más destacadas en este ámbito es EIT InnoEnergy, una plataforma

europea respaldada por la Comisión Europea que impulsa la innovación en tecnologías limpias. Ha apoyado a más de 220 startups en Europa, muchas de ellas centradas en almacenamiento, movilidad eléctrica, gestión digital de la energía o producción de hidrógeno verde. En España, este impulso se canaliza a través de alianzas con grandes empresas como Repsol, Enagás o Naturgy, así como mediante aceleradoras especializadas como Fundación Repsol o Enagás Emprende (EIT InnoEnergy, 2023).

Este tejido emergente de innovación verde no solo contribuye al desarrollo tecnológico, sino que también genera oportunidades económicas, empleo cualificado y potencial de exportación. En un contexto donde la carrera global por las tecnologías limpias se está intensificando, reforzar el apoyo a la I+D y al emprendimiento será clave para que España no solo adopte la transición energética, sino que también la lidere en áreas estratégicas.

5.4.3. Industria de baterías y litio: gigafactorías y minería

España avanza con paso firme en el desarrollo de su industria de baterías y litio, considerada esencial para la transformación del sector del automóvil y el almacenamiento energético. Este horizonte ofrece importantes oportunidades industriales, aunque también plantea desafíos ambientales y sociales.

En Extremadura se encuentra en construcción la gigafactoría de Envision AESC en Navalmoral de la Mata. Se trata de un proyecto industrial estratégico con una inversión inicial de 2.500 millones de euros, previsto para entrar en funcionamiento en 2026. Su capacidad prevista es de hasta 30 GWh en tres fases, y se estima que generará cerca de 3.000 empleos directos y 12.000 indirectos. Solo la primera fase, con una inversión de 1.000 millones, ya ha creado 900 empleos. También se ha firmado la reserva de suelo para 108 hectáreas en el área industrial de ExpacioNavalmoral, y la empresa ha recibido apoyo público a través del PERTE del vehículo eléctrico y conectado (El País, 2024).

En Valencia, Volkswagen avanza con su propia gigafactoría en Sagunto, la primera de este tipo en España. Aunque de menor escala que la de Extremadura, representa otro paso clave en la creación de un ecosistema industrial vinculado al almacenamiento y la movilidad eléctrica (El País, 2024).

El litio es clave en esta ecuación. Extremadura alberga algunas de las reservas más significativas de España y de Europa. La mina de Las Navas de Cañaveral, con proyectos como los de Infinity Lithium o Lithium Iberia, pretende extraer litio y transformarlo en

hidróxido para su uso en baterías. Se estima que este desarrollo podría generar más de 400 empleos directos y dar lugar a nuevas cadenas de valor alrededor del mineral, considerado estratégico en la estrategia industrial europea (GBLC, 2025).

Frente a estos avances, también han surgido tensiones sociales y ambientales. El proyecto de Valdeflores, en Cáceres capital, ha sido objeto de una intensa oposición ciudadana y ecologista debido a su cercanía al núcleo urbano y a zonas protegidas. Iniciativas como "Salvar la Montaña" han visibilizado el conflicto entre el desarrollo industrial y la preservación del entorno (Xataka, 2024).

Más allá de los proyectos ya iniciados, diversos informes apuntan al potencial de España para liderar esta industria a escala europea. Según estimaciones citadas por McKinsey, el país podría llegar a producir en 2030 hasta el 30 % de las baterías de vehículos eléctricos, el 25 % del hidrógeno verde y de los biocombustibles del continente. De consolidarse ese liderazgo, el impacto económico sería notable, con un posible aumento del 10 % al 20 % del valor añadido anual del PIB (GBLC, 2025).

En este contexto, España se enfrenta a una doble oportunidad: construir un ecosistema industrial completo, que abarque desde la minería hasta el ensamblaje de baterías, y al mismo tiempo demostrar que es posible combinar competitividad industrial con sostenibilidad ambiental. El equilibrio entre aprovechamiento del recurso y aceptación social será determinante para el futuro de esta industria.

5.5. Rol de la ciudadanía y la eficiencia energética

La transición energética no solo depende de las decisiones de gobiernos y empresas. También requiere una implicación activa por parte de la ciudadanía, tanto en sus hábitos de consumo como en su forma de relacionarse con la energía. En este proceso, los hogares, comunidades y consumidores individuales están empezando a desempeñar un papel más relevante, gracias a nuevas herramientas como el autoconsumo, las comunidades energéticas o la rehabilitación energética de edificios.

Uno de los avances más visibles ha sido el crecimiento del autoconsumo fotovoltaico. Según datos del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima, en 2023 se alcanzaron cerca de 6 GW de potencia instalada en autoconsumo, frente a los apenas 0,5 GW de 2019 (MITECO, 2024d). Este crecimiento ha sido especialmente dinámico en el ámbito residencial, pero también en el colectivo y en pequeñas empresas. A pesar de ello, todavía existen barreras importantes, como la complejidad administrativa, la falta de

información clara o las limitaciones para el autoconsumo compartido en bloques de viviendas.

En este contexto han surgido las comunidades energéticas, un modelo emergente que permite a grupos de personas, empresas o instituciones producir, consumir y gestionar su propia energía de forma colectiva. Estas comunidades promueven la participación ciudadana, la descentralización del sistema energético y la reinversión de los beneficios en el entorno local. En España ya hay ejemplos en marcha, como la Comunidad Energética de Crevillent, en Alicante, impulsada por una cooperativa eléctrica local (Enercoop), o la de Olatukoop, en el País Vasco, con participación activa de vecinos, ayuntamientos y asociaciones. También han comenzado a consolidarse iniciativas en otras regiones como Navarra o Cataluña, donde se están promoviendo comunidades energéticas rurales o integradas en municipios de tamaño medio. Este tipo de proyectos cuenta con respaldo institucional desde la Unión Europea y ha comenzado a recibir apoyo normativo en España, aunque todavía quedan por resolver aspectos regulatorios y de escalabilidad.

Otro eje clave es la rehabilitación energética de edificios, especialmente los más antiguos. En España, aproximadamente el 80 % de los edificios tiene más de 20 años y presenta un bajo nivel de eficiencia energética (MITECO, 2024d). Los fondos europeos Next Generation han activado planes de rehabilitación a través de los programas PIREP y PREE, que buscan reducir la demanda energética de los edificios, renovar sistemas de climatización y reducir el consumo energético en viviendas y edificios públicos. Más allá del ahorro económico, estas intervenciones mejoran el confort térmico y reducen la vulnerabilidad energética de muchos hogares.

El cambio de hábitos también es parte esencial de esta transformación. La educación energética, entendida como el desarrollo de una cultura de consumo responsable, empieza a tener más protagonismo en programas escolares, campañas institucionales y redes sociales. En España se están aplicando iniciativas como el programa 50/50, que promueve el ahorro energético en colegios mediante la participación directa del alumnado, o materiales didácticos del IDAE para trabajar la eficiencia energética en primaria y secundaria. Este cambio de mentalidad no solo se refleja en la educación formal, sino también en las decisiones de consumo y en las expectativas sociales hacia las empresas. Según datos recogidos en el Green Business Leader Certification, el 92 % de los consumidores elegiría una opción sostenible si el precio y la calidad son iguales, y más de la mitad estaría dispuesto a pagar más por un producto respetuoso con el medio

ambiente. Además, el 59 % de los millennials y el 62 % de la Generación Z prefieren trabajar en empresas con un compromiso claro hacia la sostenibilidad, lo que indica que las nuevas generaciones no solo consumen distinto, sino que también condicionan el comportamiento empresarial (GBLC, 2025).

Por último, la eficiencia energética sigue siendo una de las herramientas más potentes, y a menudo más olvidadas, para reducir el consumo, contener los costes y disminuir la dependencia energética. No se trata solo de instalar tecnologías más eficientes, sino de integrar una lógica de ahorro, aprovechamiento y optimización en todos los niveles, desde el uso doméstico de la calefacción hasta el diseño de ciudades más sostenibles. Un ejemplo destacado es el Plan SmartVA!, impulsado por el Ayuntamiento de Valladolid a través de IDEVA, que busca transformar la ciudad en un entorno inteligente y climáticamente neutro mediante la rehabilitación energética de edificios, la movilidad sostenible, la digitalización de servicios y la participación activa de la ciudadanía (IDEVA, 2021). Una ciudadanía consciente y bien informada será decisiva para acelerar la transición y hacerla realmente irreversible.

6. DIMENSIÓN ECONÓMICA Y COMERCIAL

El vínculo entre energía y economía es cada vez más estrecho, y en el caso español adquiere una relevancia particular por su grado de dependencia exterior, su potencial renovable y su papel geográfico en el suministro europeo. Este apartado analiza la dimensión económica y comercial de la energía en España desde tres perspectivas complementarias: su función estratégica como nodo energético entre continentes, su impacto en el comercio exterior y la inversión, y su influencia sobre los costes, los precios y la política fiscal. Estos factores no solo condicionan la competitividad del país, sino que también influyen en la seguridad energética, la atracción de capital y la viabilidad de la transición ecológica.

6.1. España como hub energético en Europa

La posición geográfica de España confiere al país un valor estratégico singular dentro del sistema energético europeo. Situada en el extremo suroccidental del continente, la Península Ibérica actúa como punto de encuentro entre Europa, África y América, lo que la convierte en un nodo potencial de intercambio energético tanto terrestre como marítimo. Esta condición se ha visto reforzada por su red portuaria, sus infraestructuras gasistas y su creciente protagonismo en la transición hacia fuentes de energía más limpias.

Uno de los principales activos que refuerzan esta vocación de hub energético es la amplia capacidad de importación y regasificación de GNL. España dispone de siete plantas de regasificación distribuidas en distintos puntos estratégicos del litoral, que en conjunto suponen la mayor capacidad de regasificación de la Unión Europea. Estas infraestructuras pueden procesar hasta 1.945 GWh diarios y almacenar 3,6 millones de metros cúbicos de GNL, una cifra que representa aproximadamente el 30 % de la capacidad total de la UE (MITECO, 2024b). Esta red ha sido clave para reforzar la seguridad de suministro del país y permitir una mayor flexibilidad en la procedencia de las importaciones energéticas.

Este potencial ha cobrado especial importancia en los últimos años, en un contexto marcado por la necesidad europea de diversificar sus fuentes de suministro gasista tras la crisis provocada por la invasión rusa de Ucrania. España se ha convertido en un punto de entrada esencial de GNL procedente de América, África o el Golfo Pérsico, con una distribución que ha permitido abastecer no solo al mercado nacional, sino también actuar como plataforma de reexportación hacia otros países europeos. La localización geográfica próxima a los yacimientos del norte de África, el potencial de conexión con América a través

del GNL y el acceso a rutas marítimas globales refuerzan aún más su papel como nexo energético intercontinental (Enagás, 2024).

No obstante, esta aspiración de liderazgo se ve limitada por una debilidad estructural ya señalada en otros apartados: la reducida interconexión con el resto del continente. A pesar del desarrollo de infraestructuras clave y del potencial exportador del país, los cuellos de botella, especialmente en la frontera con Francia, siguen dificultando una integración plena de España en el mercado energético europeo y limitan su papel como puente entre Europa y otras regiones.

Este cuello de botella no solo limita el volumen de energía que puede ser exportado, sino que también restringe el acceso a precios más competitivos en momentos de tensión y obstaculiza una integración plena en el mercado energético europeo. La situación es especialmente paradójica en el contexto actual, donde el país ha invertido fuertemente en capacidades renovables, almacenamiento y GNL, pero no puede aprovechar todo su potencial exportador por falta de infraestructuras de interconexión.

En este sentido, iniciativas como el proyecto H2Med, destinado a crear un corredor de hidrógeno verde entre Portugal, España y Francia, apuntan en la dirección de reforzar el papel de España como hub energético futuro, especialmente en un contexto de descarbonización acelerada. Este proyecto, aunque aún en fase inicial y tratado en profundidad en el apartado 4.6, representa una apuesta por ampliar las interconexiones y posicionar a la Península Ibérica como proveedor estratégico de energía limpia para el resto del continente.

En definitiva, España reúne muchas de las condiciones para convertirse en un actor clave del nuevo mapa energético europeo: una ubicación privilegiada, infraestructuras de primer nivel y una estrategia clara de descarbonización. Sin embargo, su consolidación como hub energético regional dependerá de su capacidad para resolver las barreras de interconexión y afianzar su integración en el sistema energético europeo.

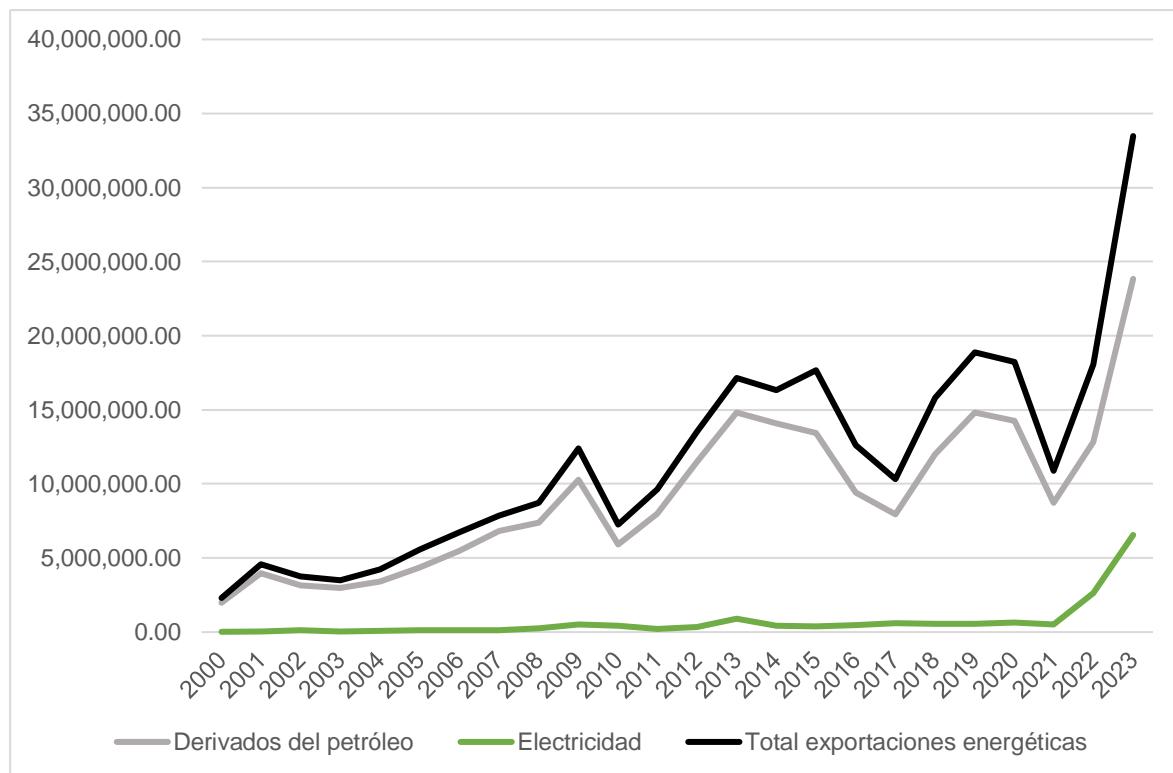
6.2. Comercio exterior de energía

El comercio exterior energético constituye una de las dimensiones clave del sistema energético español, tanto por su impacto económico directo como por su vinculación con la seguridad de suministro y la transición energética. España es un país estructuralmente dependiente de las importaciones energéticas, pero ha desarrollado progresivamente ciertas capacidades exportadoras, especialmente en productos derivados del petróleo y en

electricidad de origen renovable. Este subapartado analiza el volumen y la naturaleza de los intercambios, así como su reflejo en la balanza comercial.

La figura siguiente (Gráfico 7) muestra la evolución en valor de las exportaciones energéticas españolas desde el año 2000. Se observa un crecimiento sostenido en las dos primeras décadas del siglo y un repunte muy acusado tras 2021, que llevó a las exportaciones totales a superar los 33.000 millones de euros en 2023. Este aumento responde tanto a la recuperación pospandemia como al encarecimiento de la energía tras la invasión rusa de Ucrania, y se apoya en dos pilares: la fortaleza del refino y el creciente saldo exportador de electricidad.

Gráfico 7. Evolución de las exportaciones energéticas de España, 2000–2023 (millones de €)



(Fuente: DataComex, capítulo 27 de la nomenclatura TARIC “Combustibles minerales, aceites minerales y productos de su destilación”; elaboración propia)

Conviene precisar que el gráfico expresa valores monetarios en euros, mientras que los párrafos siguientes emplean balances físicos (terajulios y gigavatios hora). Ambos enfoques son complementarios: el primero refleja el desempeño comercial en términos económicos, y el segundo, los flujos energéticos efectivos.

En 2023, España importó aproximadamente 5 millones de terajulios (TJ) de energía, frente a unas exportaciones cercanas a 1,4 millones, lo que dejó un saldo neto negativo de 3,57 millones de TJ (IEA, 2024b). Esta cifra confirma la existencia de un déficit estructural, aunque sensiblemente inferior al registrado en el año 2000, cuando las importaciones superaban a las exportaciones en más de 4,1 millones de TJ. La mejora relativa del balance físico se explica por el crecimiento de las renovables, la mayor eficiencia y el fortalecimiento de ciertas actividades industriales con capacidad exportadora.

Por tipo de energía, el petróleo y sus derivados continúan siendo el núcleo del comercio exterior. Aunque España no produce crudo, ha consolidado una potente industria de refino que permite exportar gasóleos, querosenos y gasolinas. En 2023, las exportaciones de productos petrolíferos superaron los 771.000 TJ y generaron un superávit neto de 95.000 TJ en este ámbito (IEA, 2024b). Esta fortaleza, visible también en el repunte monetario del Gráfico 6, no compensa sin embargo el fuerte déficit del gas natural, que debe importarse casi en su totalidad.

El gas natural, importado mayoritariamente en forma de GNL desde Estados Unidos, Argelia o Nigeria, representa uno de los elementos más vulnerables del comercio energético español. Aunque una parte del GNL se reexporta hacia otros países europeos, estas operaciones siguen limitadas por la baja capacidad de interconexión con Francia, como se explicó en el subapartado anterior. Ello reduce el potencial de arbitraje regional y mantiene elevada la exposición a shocks de oferta y precio.

En el caso de la electricidad, el comercio exterior ha cambiado de signo en las dos últimas décadas. Mientras que en el año 2000 España era importadora neta, con un saldo negativo de 4.441 GWh, en 2023 registró exportaciones netas de 13.956 GWh (IEA, 2024b). La expansión de la generación renovable y la mayor disponibilidad de interconexiones explican este giro, que además se refleja en la serie monetaria del Gráfico 6: la electricidad ha ganado peso en valor desde 2021, contribuyendo a mejorar el perfil exportador.

En conjunto, el comercio exterior energético de España sigue marcado por un déficit estructural asociado a la dependencia del gas y del crudo, pero ha mejorado su perfil gracias al refino, a las infraestructuras de regasificación y al crecimiento renovable. Este cambio no implica independencia energética, pero sí una mayor capacidad para integrarse en los flujos internacionales y reforzar la resiliencia del sistema, tanto en términos físicos (TJ y GWh) como en términos económicos (millones de euros).

6.3. Inversiones extranjeras y empresas líderes en el sector

El sector energético español destaca no solo por su papel en la transición ecológica, sino también por su capacidad para atraer inversión y por la proyección internacional de varias de sus grandes compañías. En las últimas dos décadas, España ha consolidado un ecosistema empresarial que combina multinacionales con experiencia global, operadores nacionales diversificados y una creciente atención por parte de fondos internacionales interesados en activos renovables, redes o proyectos estratégicos. Este subapartado analiza el atractivo del sector energético español desde una perspectiva financiera y corporativa.

Algunas de las principales empresas energéticas españolas han alcanzado una posición de liderazgo internacional, tanto en generación como en distribución o comercialización. Iberdrola es uno de los ejemplos más destacados: cuenta con presencia en más de 30 países, ha sido pionera en energías renovables a escala global y figura como una de las principales compañías eólicas del mundo en términos de capacidad instalada (ICEX, 2024). Un ejemplo reciente de esta estrategia es el acuerdo de coinversión firmado con la empresa emiratí Masdar para desarrollar conjuntamente el parque eólico marino East Anglia 3 en el Reino Unido, uno de los mayores proyectos marinos de Europa (Regiondigital, 2024). Repsol, por su parte, combina su actividad tradicional en hidrocarburos con una creciente apuesta por la transición energética. En enero de 2025 anunció una inversión de 834 millones de euros en una planta de metanol verde en Tarragona, respaldada por el Fondo de Innovación de la UE (Reuters, 2025a). Además, actualmente negocia con Saudi Aramco la entrada de esta compañía en su filial de energías renovables, como parte de su estrategia de apertura de capital a socios internacionales (Cruz Peña, 2025).

Acciona Energía también mantiene un perfil fuertemente internacional, centrado exclusivamente en la generación renovable. Opera ya 3,4 GW en Estados Unidos, impulsa proyectos de almacenamiento a gran escala y lidera la construcción de un macroparque eólico en Australia con más de 1 GW de capacidad instalada (Reuters, 2025b). Naturgy, por su parte, ha reforzado su posicionamiento en América Latina y ha generado interés entre grandes fondos internacionales: en marzo de 2025 retomó negociaciones con el grupo emiratí TAQA para la posible adquisición de una participación accionarial en la compañía (Reuters, 2025c). Además, ha anunciado una inversión de 14,4 millones de

dólares en México para desarrollar una nueva estación de distribución de gas industrial en Aguascalientes (Mexico Now, 2025). Estos casos reflejan el dinamismo del sector energético español, su capacidad de expansión global y el atractivo que representa para grandes inversores internacionales.

Esta solidez empresarial ha contribuido a reforzar el atractivo del sector para la inversión extranjera. España figura entre los países europeos que más proyectos energéticos recibe por parte de fondos de infraestructuras, capital riesgo y grandes inversores institucionales. Según datos de la UNCTAD, el país se situó en 2023 entre los diez principales destinos mundiales de inversión extranjera directa en energías limpias, impulsado por el volumen de proyectos renovables, el tamaño del mercado y la rentabilidad de las infraestructuras ya operativas (UNCTAD, 2023). Esta tendencia se ha acelerado con la llegada de fondos europeos y con el interés de grandes actores internacionales por participar en proyectos de almacenamiento, hidrógeno verde o generación distribuida.

Uno de los factores que explica esta atracción de capital es la relativa estabilidad regulatoria del sistema energético español, especialmente en el contexto europeo. Aunque el país ha atravesado ciclos de cambios normativos en el pasado, en los últimos años se ha consolidado un marco legal más predecible, alineado con las estrategias comunitarias en materia de transición energética. La existencia de objetivos claros a medio plazo, la integración con los planes europeos como el PNIEC y el respaldo de instrumentos financieros del Banco Europeo de Inversiones o el Mecanismo de Recuperación y Resiliencia han generado confianza entre los inversores. Esta confianza es especialmente importante en un sector caracterizado por inversiones intensivas y plazos largos de retorno.

6.4. Costes, precios y competitividad energética

El precio de la energía es uno de los factores que más condiciona la competitividad económica de un país, especialmente en sectores industriales con un consumo intensivo. En el caso de España, los costes energéticos han experimentado una evolución muy volátil en los últimos años, marcada por factores geopolíticos, tensiones de mercado y cambios regulatorios. Esta volatilidad ha afectado tanto a los consumidores domésticos como a empresas e industrias, y ha obligado a las autoridades a adoptar medidas excepcionales para limitar su impacto.

En el ámbito eléctrico, los precios de la electricidad alcanzaron máximos históricos en 2022, como consecuencia directa del alza del gas natural y del funcionamiento del

mercado eléctrico. En ese año, el precio promedio del mercado diario español fue de 168 €/MWh, más del triple que en 2020 (Eurostat, 2024a). Aunque en 2023 se observó una moderación, gracias al aumento de la generación renovable, la estabilidad del suministro gasista y la aplicación del tope al gas, los precios siguieron siendo elevados en comparación con la media de la última década. Según datos de Eurostat, España se mantuvo en 2023 por encima de la media de la eurozona en precios finales de electricidad para hogares, aunque por debajo de países como Alemania o Italia (Eurostat, 2024a).

En el caso del gas natural, los precios también se dispararon en 2022, impulsados por la crisis energética europea. España logró contener parcialmente esta subida gracias a su diversificación de suministros y a la amplia capacidad de regasificación, pero aun así los costes para la industria aumentaron notablemente. El precio medio del gas para consumidores industriales alcanzó los 12,7 €/GJ en 2022, duplicando los valores previos a la crisis (Eurostat, 2024b). La tendencia descendente de 2023 no logró devolver los precios a niveles anteriores a la guerra en Ucrania, y sectores como el químico, el papelero o el metalúrgico sufrieron una pérdida de competitividad significativa.

En cuanto a los carburantes, la cotización de los productos petrolíferos también se disparó tras la invasión de Ucrania, especialmente durante la primera mitad de 2022. El precio de venta al público de la gasolina 95 llegó a superar los 2 €/litro en junio de ese año, mientras que el gasóleo alcanzó niveles similares. Aunque los precios han descendido desde entonces, siguen siendo superiores a los promedios registrados entre 2015 y 2019, y su evolución continúa condicionada por factores geopolíticos globales y la fiscalidad aplicada en cada país (CNMC, 2024).

El encarecimiento general de la energía ha tenido un impacto directo en la competitividad del tejido productivo español. Las industrias con un elevado consumo eléctrico, como la siderurgia, el cemento o la automoción, han visto cómo sus costes se disparaban, afectando a sus márgenes y a su capacidad exportadora. La presión sobre los costes también se ha trasladado a la economía doméstica, generando tensiones inflacionarias y mayor vulnerabilidad energética entre los hogares de menor renta.

Para amortiguar estos efectos, el Gobierno español y las instituciones europeas han puesto en marcha diversas medidas temporales. Entre ellas destaca el llamado “tope ibérico” al precio del gas para generación eléctrica, que permitió reducir la influencia del precio del gas sobre el precio de la electricidad en 2022 y 2023. También se establecieron tarifas reguladas más favorables para consumidores vulnerables, reducciones temporales

del IVA aplicado a la electricidad, y nuevos mecanismos de intervención en el mercado, como la ampliación de los contratos de suministro a precio fijo. Aunque estas medidas han contribuido a contener parcialmente la escalada de precios, su efecto ha sido desigual y su continuidad dependerá del contexto europeo y de la evolución futura de los mercados energéticos.

6.5. Subvenciones, fiscalidad y ayudas públicas

El impulso a la transición energética en España no se entiende sin el respaldo de un conjunto amplio de instrumentos públicos: subvenciones, ayudas, incentivos fiscales y fondos europeos. Estas herramientas no solo buscan acelerar el despliegue de tecnologías limpias, sino también amortiguar los impactos sociales y económicos de un proceso de transformación que afecta a hogares, empresas y territorios. Este subapartado aborda el papel de las políticas públicas desde una óptica económica, sin entrar en los objetivos estratégicos ya tratados anteriormente.

En primer lugar, destacan las subvenciones directas destinadas al fomento de las energías renovables, la eficiencia energética y el autoconsumo. A través de programas como el Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR), se han canalizado importantes recursos provenientes del fondo Next Generation EU. Entre las líneas más relevantes figuran las ayudas al autoconsumo fotovoltaico, la movilidad eléctrica y la rehabilitación energética de edificios. Solo en el primer ciclo del plan, España movilizó más de 6.000 millones de euros en inversiones vinculadas a la transición verde (MITECO, 2024a). Estas subvenciones han permitido acelerar el despliegue de tecnologías limpias en sectores clave, así como reducir barreras económicas para hogares y pymes.

Una de las iniciativas más destacadas es el PERTE de Energías Renovables, Hidrógeno Renovable y Almacenamiento (ERHA), actualizado en 2024, y dotado con una inversión pública de hasta 6.900 millones de euros (MITECO, 2024d). Este proyecto busca apoyar el desarrollo industrial de tecnologías limpias y consolidar cadenas de valor nacionales en sectores estratégicos como el hidrógeno o el almacenamiento.

La dimensión fiscal también desempeña un papel importante en el modelo energético español. Existen instrumentos como los impuestos especiales sobre los hidrocarburos, la electricidad o el carbón, así como incentivos fiscales que favorecen el uso de tecnologías limpias. Entre ellos destacan los tipos reducidos de IVA aplicados temporalmente a la electricidad, los beneficios fiscales asociados a inversiones en

eficiencia energética o el reciente impuesto al CO₂ para determinadas actividades contaminantes (MITECO, 2024c). Estas herramientas cumplen una doble función: desincentivar el uso de fuentes intensivas en emisiones y generar recursos para financiar la transición ecológica.

Por último, cabe mencionar las ayudas específicas dirigidas a los colectivos más vulnerables. En el caso de los hogares, destacan medidas como el bono social eléctrico y térmico, que ofrecen descuentos sobre la factura energética a consumidores con bajo nivel de renta o en situación de vulnerabilidad. Para el sector industrial, se han implementado mecanismos de compensación del coste del CO₂ indirecto y ayudas específicas para industrias con elevado consumo eléctrico, con el fin de garantizar su viabilidad en un entorno de precios elevados. Además, las regiones más afectadas por el cierre de centrales térmicas o minas de carbón han recibido financiación dentro del marco de transición justa, cofinanciada por la Unión Europea (Comisión Europea, 2023).

En conjunto, las subvenciones, incentivos fiscales y ayudas públicas se han convertido en un pilar fundamental del proceso de transformación energética en España. Su diseño adecuado y su ejecución eficaz resultan clave para garantizar una transición que no solo sea tecnológica, sino también justa y competitiva.

7. PERSPECTIVAS DE FUTURO

El sistema energético español, como se ha mostrado a lo largo de este trabajo, se encuentra en plena transformación, condicionado por factores estructurales como la transición ecológica, la integración europea o la evolución tecnológica, pero también por un entorno internacional crecientemente inestable. En este último bloque se plantea una mirada prospectiva, con el objetivo de explorar posibles escenarios de evolución en las próximas décadas, anticipar riesgos emergentes y valorar las oportunidades que podrían consolidar a España como un actor energético relevante en el sur de Europa. Se trata, por tanto, de proyectar hacia el futuro las dinámicas analizadas en los capítulos anteriores, sin repetirlas, para ofrecer una visión estratégica sobre el papel que España puede desempeñar en un mundo energético cada vez más complejo y competitivo.

7.1. Escenarios posibles ante la inestabilidad internacional

El futuro del sistema energético global se presenta marcado por una elevada incertidumbre. A medida que la transición energética avanza, se entrecruzan dinámicas contradictorias: por un lado, un progreso tecnológico sin precedentes y una creciente conciencia climática; por otro, tensiones geopolíticas persistentes, conflictos regionales y una fragmentación de la cooperación global. Ante este panorama, cabe plantear tres escenarios plausibles que, sin pretender ser predicciones cerradas, permiten explorar distintas trayectorias de evolución futura y su posible impacto en España.

El primero sería un escenario de colaboración internacional y aceleración tecnológica. En este caso, la comunidad internacional consigue superar las tensiones actuales a través de mecanismos de gobernanza más sólidos y una cooperación energética más efectiva. Se fortalecen acuerdos multilaterales sobre clima y energía, se generaliza el intercambio de tecnología limpia entre regiones, y las inversiones en infraestructuras energéticas se canalizan de forma coordinada, incluyendo el apoyo a países en desarrollo. La innovación se acelera, permitiendo el despliegue de soluciones como la fusión nuclear¹⁸, redes inteligentes de nueva generación o almacenamiento de larga duración a gran escala antes de 2040 (IEA, 2023d).

¹⁸ *Fusión nuclear*: consiste en unir núcleos atómicos ligeros (como los del hidrógeno) para liberar energía, un proceso que aún no es comercial pero que podría ofrecer electricidad limpia y sin residuos radiactivos de larga duración.

En este contexto, España se beneficiaría de un entorno más estable y predecible. La seguridad de suministro mejoraría gracias a cadenas de valor diversificadas y resilientes, los precios tenderían a estabilizarse, y la integración de las renovables avanzaría con rapidez en un marco europeo reforzado. Además, proyectos estratégicos como el corredor H2Med adquirirían mayor relevancia en un continente interconectado y orientado a una transición energética inclusiva. España podría consolidarse como hub energético verde del sur de Europa, con capacidad exportadora y liderazgo tecnológico en determinados nichos (MITECO, 2024d).

El segundo escenario se basaría en una fragmentación global y una crisis energética prolongada. Aquí, las relaciones internacionales estarían dominadas por la rivalidad entre potencias, el colapso de la cooperación global y una descoordinación generalizada de las políticas energéticas y climáticas. Resurgen bloques geopolíticos cerrados, se agrava la carrera por los minerales estratégicos, se interrumpen cadenas de suministro tecnológicas y se multiplican los conflictos en regiones clave. Las inversiones en renovables y redes sufren retrasos o parálisis debido a la incertidumbre regulatoria y a restricciones financieras. El resultado sería una nueva década de crisis energética intermitente, precios volátiles y una transición global desigual, concentrada solo en algunas economías avanzadas (IEA, 2023d; Global Energy Monitor, 2024).

España, en este escenario, vería reforzadas muchas de sus vulnerabilidades estructurales: su dependencia energética exterior, las limitaciones de interconexión y la escasa autonomía tecnológica. El suministro podría verse amenazado por interrupciones graves en los mercados internacionales de gas, hidrógeno o minerales estratégicos. Los precios se mantendrían altos y volátiles, dificultando la competitividad industrial y el bienestar de los hogares. A nivel europeo, se debilitaría la política energética común, lo que reduciría el margen de solidaridad y dificultaría el papel de España como nodo integrador. Incluso los avances ya logrados en descarbonización podrían frenarse o volverse insostenibles sin un marco de cooperación global.

Por último, puede plantearse un escenario de incertidumbre prolongada y evolución desigual. Esta trayectoria intermedia combina elementos de los anteriores: aunque se mantiene un consenso general sobre la necesidad de avanzar hacia un modelo energético más sostenible, la aplicación práctica es discontinua y desordenada. Algunos países lideran la innovación y la inversión, mientras que otros retroceden por razones políticas, sociales o económicas. La transición energética avanza a distintas velocidades y con

resultados desiguales, en un mundo fragmentado pero sin un colapso total del sistema de cooperación global. La incertidumbre sigue siendo elevada y los ciclos de crisis energética y recuperación se alternan en función de tensiones regionales, cuellos de botella logísticos o desequilibrios en la oferta y la demanda.

En este contexto, España tendría oportunidades y desafíos. Podría reforzar su papel regional si logra mantener estabilidad interna, acelerar su despliegue renovable y posicionarse como proveedor fiable para sus vecinos. Sin embargo, tendría que gestionar de forma más activa los riesgos asociados a la volatilidad internacional, apostando por la diversificación, la autonomía tecnológica y el refuerzo de sus infraestructuras estratégicas (IEA, 2024e). El margen de maniobra dependería, en gran medida, de la capacidad de anticipación del sistema energético español y de su integración eficaz en el proyecto energético europeo.

7.2. Papel de la cooperación internacional y la UE

La cooperación internacional es cada vez más importante para afrontar desafíos compartidos como la seguridad energética, el acceso universal a la energía o la descarbonización. España, como miembro activo de la Unión Europea y participante en foros multilaterales, forma parte de esta red de colaboración global.

A escala europea, la política energética común se articula en torno a tres grandes ejes: el desarrollo de un mercado interior de la energía plenamente integrado, la descarbonización progresiva del sistema energético y el refuerzo de la solidaridad entre Estados miembros ante situaciones de crisis. Aunque estos marcos ya se han tratado en profundidad en el apartado 5.1, conviene destacar que su eficacia no solo depende de las decisiones adoptadas en Bruselas, sino también de la voluntad de colaboración de los países implicados. En este sentido, los mecanismos de solidaridad energética han cobrado especial relevancia tras la invasión de Ucrania, al permitir el reparto de recursos y la coordinación de medidas frente a emergencias de suministro (European Commission, 2023).

Más allá del ámbito europeo, la cooperación energética global se expresa a través de múltiples canales. Existen acuerdos bilaterales de transferencia tecnológica, así como iniciativas multilaterales como la Alianza Internacional para la Energía Solar, que promueve el despliegue de fotovoltaica en países tropicales; el programa Mission Innovation, que impulsa la inversión en tecnologías limpias disruptivas; o los fondos multilaterales

destinados a financiar una transición justa en el Sur Global. España participa en todas estas iniciativas, bien como miembro activo, como es el caso de Mission Innovation o la Alianza Solar, o bien como país donante en fondos internacionales para el clima y el desarrollo.

La Agencia Internacional de la Energía estima que, para alcanzar los objetivos del Acuerdo de París, será necesario cuaduplicar la inversión anual en infraestructuras limpias en economías emergentes de aquí a 2030 (IEA, 2023d). Esta dimensión solidaria no es solo una cuestión ética, sino también estratégica: sin una transición energética equitativa a escala mundial, será imposible estabilizar el sistema climático o garantizar la seguridad energética global.

En este entramado de cooperación multilateral, España puede jugar un papel más activo del que ha tenido tradicionalmente. Por un lado, forma parte de instituciones clave como la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA), la IEA o la Unión por el Mediterráneo, lo que le permite participar en decisiones estratégicas y promover sus intereses. Por otro, su posición geográfica y sus lazos históricos con América Latina y el norte de África le otorgan una ventaja comparativa para actuar como puente entre regiones. A través de acuerdos de cooperación energética, participación en proyectos de interconexión o iniciativas de desarrollo sostenible, España tiene la posibilidad de reforzar su influencia internacional al tiempo que contribuye a una transición más justa y equilibrada.

7.3. Innovaciones tecnológicas disruptivas

La transición energética no solo depende de decisiones políticas o económicas. También está profundamente ligada a la capacidad de la tecnología para ofrecer soluciones más limpias, eficientes y accesibles. En los últimos años, han surgido una serie de innovaciones con potencial para transformar por completo el modelo energético global. Algunas de ellas ya están en fase de despliegue, mientras que otras permanecen aún en etapa experimental, aunque prometen avances radicales en las próximas décadas.

Una de las más ambiciosas es la fusión nuclear, una tecnología que busca replicar el proceso de generación de energía del Sol mediante la unión de núcleos atómicos ligeros. A diferencia de la fisión, que es la base de la energía nuclear convencional, la fusión no genera residuos radiactivos de larga duración ni riesgo de accidente grave. El proyecto ITER, en construcción en Francia con participación de la Unión Europea, China, Estados Unidos o Japón, es hoy el principal esfuerzo público internacional en este ámbito. Paralelamente, empresas privadas como Helion o TAE Technologies aseguran haber

logrado hitos importantes en eficiencia y control del plasma, un gas supercaliente y electrificado donde tiene lugar la reacción de fusión, aunque el horizonte de aplicación comercial sigue siendo incierto. La Agencia Internacional de la Energía considera que, aun si estas promesas se confirman, no será una solución antes de 2050 (IEA, 2023d).

Otro ámbito de rápida evolución es el uso de inteligencia artificial para la optimización energética. Mediante algoritmos capaces de analizar grandes volúmenes de datos en tiempo real, ya se están mejorando la previsión de la demanda, la gestión de redes eléctricas complejas o el mantenimiento predictivo de infraestructuras renovables. Empresas energéticas, operadores de red y plataformas digitales están integrando estos sistemas para reducir pérdidas, aumentar la eficiencia y dar más flexibilidad al sistema (IRENA, 2019). Aunque su aplicación es ya una realidad en muchos países, aún persisten desafíos relacionados con la ciberseguridad, la calidad de los datos o la dependencia tecnológica respecto a terceros.

En el terreno del almacenamiento, la investigación va más allá del litio, buscando alternativas que sean más baratas, sostenibles y escalables. Las baterías de sodio, por ejemplo, utilizan un material abundante y de bajo coste, y están comenzando a comercializarse en aplicaciones estacionarias. El grafeno, aunque aún lejos del mercado, ofrece posibilidades revolucionarias por su alta conductividad y velocidad de carga. Por su parte, el almacenamiento gravitacional, basado en el desplazamiento de masas para generar energía potencial, está atrayendo inversiones por su simplicidad mecánica y su vida útil prolongada. Todas estas tecnologías podrían complementar o incluso sustituir parcialmente al litio en los próximos años, especialmente en sistemas de gran escala o de larga duración (IEA, 2023d).

Otra de las claves tecnológicas para el futuro inmediato son las redes inteligentes de nueva generación (smart grids). Estas infraestructuras eléctricas digitalizadas permiten gestionar de forma flexible y automatizada el flujo de energía, adaptándose en tiempo real a los cambios en la generación y el consumo. Con la expansión del autoconsumo, el almacenamiento distribuido y la electrificación de la movilidad, las redes deberán ser capaces de integrar millones de puntos descentralizados sin comprometer la estabilidad del sistema. El desarrollo de smart grids adaptativas, capaces de tomar decisiones autónomas mediante inteligencia artificial y sensores en red, será fundamental para evitar cuellos de botella y mejorar la eficiencia energética general (IEA, 2023d).

Aunque todas estas tecnologías tienen un enorme potencial, es importante no caer en un optimismo ingenuo. Muchas se encuentran aún en fase piloto, con elevados costes, dependencia de materias críticas o incertidumbres regulatorias. La historia de la energía está llena de promesas que tardaron décadas en materializarse, o que nunca llegaron a hacerlo. Por eso, más que confiar en soluciones milagrosas, los expertos recomiendan seguir invirtiendo en innovación, pero sin perder de vista la necesidad de actuar con las tecnologías ya disponibles. El reto no es solo inventar el futuro, sino hacerlo llegar a tiempo.

7.4. Riesgos geoestratégicos a medio plazo

En un sistema energético cada vez más complejo e interconectado, la seguridad energética ya no depende únicamente de disponer de recursos o infraestructuras, sino también de la resiliencia ante riesgos geoestratégicos que pueden alterar su funcionamiento. Aunque los conflictos recientes han puesto de manifiesto vulnerabilidades evidentes, el verdadero reto está en anticipar los riesgos emergentes que podrían condicionar el desarrollo energético en los próximos años.

Uno de los más mencionados en los informes internacionales es el acceso a los minerales estratégicos, fundamentales para fabricar tecnologías clave en la transición energética, como baterías, aerogeneradores o paneles solares. Elementos como el litio, el cobalto, el níquel o las tierras raras están sujetos a una concentración geográfica elevada, tanto en su extracción como en su procesamiento. Por ejemplo, más del 60 % del cobalto se extrae en la República Democrática del Congo, mientras que China domina cerca del 90 % del refinado de tierras raras (IEA, 2021). Esta concentración crea riesgos de oferta, volatilidad de precios y posibles tensiones geopolíticas si ciertos países deciden utilizar estos recursos como herramienta de presión internacional.

A esto se suma la dependencia de componentes tecnológicos críticos fabricados en el extranjero, especialmente en Asia y Estados Unidos. Convertidores, módulos solares, turbinas eólicas o semiconductores son elementos esenciales para el despliegue de energías limpias, pero su producción está concentrada en muy pocos países. Esto genera cuellos de botella, vulnerabilidad ante interrupciones logísticas o cambios regulatorios, y reduce la autonomía tecnológica de regiones como Europa. La pandemia de COVID-19 y las tensiones comerciales entre potencias han demostrado hasta qué punto la cadena de suministro global puede ser frágil.

Otro riesgo creciente es el de los ciberataques y otras formas de sabotaje tecnológico dirigidas contra infraestructuras energéticas. Las redes eléctricas, los sistemas de almacenamiento o las plantas de regasificación son cada vez más digitalizadas y, por tanto, más vulnerables. Aunque la ciberseguridad ha avanzado en muchos operadores, la amenaza sigue evolucionando, y se considera un punto débil en caso de conflictos, sabotajes o crisis interestatales. La Agencia Internacional de la Energía advierte que un apagón eléctrico prolongado causado por un ataque digital podría tener consecuencias económicas, sociales y sanitarias de gran alcance (IEA, 2023d).

Por último, la inestabilidad prolongada en regiones clave para el suministro energético, como el Sahel, el Golfo Pérsico o el estrecho de Ormuz, sigue representando una fuente de incertidumbre estructural. Aunque no se trata de conflictos específicos, sí hay una creciente preocupación por el impacto que podrían tener situaciones crónicas de tensión o deterioro institucional sobre los flujos de petróleo, gas o minerales. El control de rutas marítimas estratégicas o la seguridad de oleoductos y gasoductos también forman parte de este mapa de riesgos.

Ante este escenario, España debe fortalecer su capacidad de anticipación y respuesta. Algunas de las líneas estratégicas ya planteadas por organismos europeos e internacionales incluyen la diversificación de proveedores y tecnologías, el establecimiento de alianzas estratégicas con países seguros y estables, el impulso de la investigación y el desarrollo nacional, y una apuesta decidida por la reindustrialización de sectores clave. También será importante coordinarse con socios europeos en materia de seguridad energética, establecer reservas estratégicas de minerales críticos, y reforzar la ciberprotección de infraestructuras. Aunque ningún país puede blindarse por completo ante los riesgos globales, sí puede reducir su exposición y aumentar su capacidad de adaptación.

7.5. Oportunidades para España: ¿líder energético del sur de Europa?

La transformación del sistema energético europeo está generando una nueva geografía de oportunidades. En ese escenario, España parte con una combinación singular de condiciones técnicas, geográficas y políticas que podrían situarla como un actor clave en el sur de Europa. No se trata solo de aprovechar ventajas naturales, sino de consolidar una posición estratégica en un contexto regional cada vez más interdependiente.

Uno de los elementos que refuerzan esta proyección es la capacidad creciente de exportación de energía, tanto en forma de electricidad renovable como de gas natural licuado. España cuenta con una elevada penetración de energías limpias y una red de interconexiones con Francia y Portugal que, aunque aún limitada, se está ampliando. Además, gracias a sus seis plantas de regasificación, el país se ha convertido en un punto de entrada clave para el GNL en Europa, especialmente durante la crisis energética posterior a la invasión de Ucrania. Según la Agencia Internacional de la Energía, en 2023 España exportó volúmenes récord de gas natural y electricidad, consolidando su papel como proveedor regional en momentos de tensión (IEA, 2023d).

Otro pilar fundamental de esta proyección es el desarrollo del corredor H2Med, que conectará España, Francia y Alemania a través de infraestructuras dedicadas al transporte de hidrógeno renovable. El proyecto, que cuenta con apoyo financiero europeo y está incluido en la lista de Proyectos de Interés Común de la UE, representa una apuesta estratégica para posicionar a la Península Ibérica como productora y exportadora de hidrógeno verde. Si se cumplen los objetivos marcados, España podría convertirse en una de las principales puertas de entrada de esta nueva energía al corazón industrial del continente.

A nivel industrial, el país está reforzando su presencia en sectores clave como la fabricación de componentes para energías renovables, el almacenamiento energético o la digitalización de redes. Empresas españolas lideran proyectos de autoconsumo, baterías estacionarias y gestión inteligente de la demanda, lo que contribuye a consolidar una imagen de país innovador y confiable en la transición energética. Esta reputación se ha visto reforzada por los compromisos asumidos en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) y por la estabilidad del marco regulador en comparación con otros países de su entorno.

Ahora bien, esta proyección no está exenta de obstáculos. La dependencia externa de tecnología avanzada, especialmente en ámbitos como la electrónica de potencia¹⁹ o la fabricación de electrolizadores, limita la autonomía industrial. A ello se suma un déficit de inversión sostenida en innovación, así como los persistentes cuellos de botella en las

¹⁹ *Electrónica de potencia:* se encarga de transformar y controlar grandes flujos de electricidad mediante dispositivos electrónicos, permitiendo su uso eficiente en sistemas de generación, almacenamiento o distribución de energía.

interconexiones eléctricas con Europa central, que frenan el potencial exportador. Para que España asuma un liderazgo real en el sur del continente, será necesario reforzar su base tecnológica, acelerar los proyectos de infraestructura y mejorar la coordinación energética con sus socios europeos.

En definitiva, España dispone de las condiciones objetivas para desempeñar un papel de primer orden en la nueva configuración energética europea. Lo que está en juego no es solo la oportunidad de consolidarse como un hub de energía limpia, sino también de posicionarse como un referente en innovación, seguridad de suministro y cooperación internacional en el sur de Europa.

8. CONCLUSIONES

El análisis realizado a lo largo de este trabajo permite afirmar que el futuro energético de España estará marcado por una tensión constante entre riesgos derivados de su elevada dependencia exterior y oportunidades vinculadas a su potencial renovable y a su posición estratégica en Europa. El país se enfrenta a un doble reto: garantizar la seguridad de suministro en un entorno internacional inestable y, al mismo tiempo, aprovechar las ventajas competitivas que ofrece la transición hacia un modelo energético más diversificado y sostenible.

En primer lugar, se ha constatado que la dependencia energética de España continúa siendo una vulnerabilidad estructural. A pesar de los avances en diversificación de proveedores y en infraestructuras como las plantas de regasificación, más de dos tercios de la energía consumida sigue procediendo del exterior. Esta situación expone a la economía nacional a la volatilidad de los precios internacionales, a los riesgos geopolíticos en regiones productoras y a las limitaciones de unas interconexiones todavía insuficientes con el resto del continente.

En segundo lugar, el trabajo ha mostrado que el sistema energético español atraviesa un proceso de transformación significativo. El crecimiento de las energías renovables, la consolidación del sector eléctrico como exportador neto y el desarrollo de proyectos estratégicos como el corredor H2Med evidencian un cambio de perfil que, aunque incompleto, refuerza la capacidad del país para avanzar hacia un modelo más resiliente. El potencial solar y eólico sitúa a España en una posición privilegiada dentro del contexto europeo, siempre que logre superar los retos técnicos y regulatorios que ralentizan el despliegue.

En tercer lugar, la transición energética se plantea como una necesidad estratégica, vinculada tanto a los marcos regulatorios europeos como a una oportunidad económica e industrial. El desarrollo de cadenas de valor en sectores como el almacenamiento, el hidrógeno verde o las baterías, junto con el papel creciente de empresas españolas en mercados internacionales, abre la posibilidad de generar empleo, atraer inversión extranjera y reforzar la competitividad nacional. No obstante, estas oportunidades estarán condicionadas por la estabilidad regulatoria, la capacidad de innovación tecnológica y la disponibilidad de capital.

El análisis geopolítico confirma, además, que el contexto internacional seguirá siendo un factor determinante. La guerra en Ucrania, la rivalidad entre grandes potencias y la concentración de minerales estratégicos en pocos países muestran que la energía continuará siendo un instrumento de poder y una fuente de incertidumbre. En este marco, España deberá reforzar su papel dentro de la Unión Europea, consolidando alianzas, aumentando su grado de interconexión y participando activamente en la construcción de una política energética común más sólida.

En síntesis, España dispone de fortalezas objetivas como la abundancia de recursos renovables, la capacidad regasificadora, la experiencia empresarial y el respaldo institucional europeo que pueden convertirla en un actor energético relevante en el sur de Europa. Sin embargo, la materialización de este potencial dependerá de la superación de limitaciones estructurales como la dependencia exterior, la baja interconexión y la falta de autonomía tecnológica en determinadas cadenas de valor.

Los próximos años resultarán determinantes. La capacidad para anticipar riesgos, invertir en infraestructuras y consolidar un marco estable y competitivo determinará si España logra transformar su vulnerabilidad en una posición de liderazgo regional. Más que un simple proceso de sustitución de fuentes, el futuro energético del país exige una estrategia integral que combine seguridad, sostenibilidad, competitividad y cooperación internacional.

9. BIBLIOGRAFÍA

Abnett, K. (2025, 16 junio). *EIB backs Spain–France power link with 1.6 billion euros*. Reuters. <https://www.reuters.com/sustainability/climate-energy/eib-backs-spain-france-power-link-with-16-billion-euros-2025-06-16/>

Al-Sarihi, A. (2025, 17 abril). *Energy transition in the Gulf: Best practices and limitations*. Carnegie Endowment for International Peace.
<https://carnegieendowment.org/research/2025/04/energy-transition-in-the-gulf-best-practices-and-limitations>

CaixaBank Research. (2016). *The Spanish economy and oil: A close relationship*. CaixaBank Research. <https://www.caixabankresearch.com/en/economics-markets/commodities/spanish-economy-and-oil-close-relationship>

Centro para el Desarrollo Tecnológico y la Innovación (CDTI). (2023). *Memoria de actividades 2023*. https://www.cdti.es/sites/default/files/2024-10/informe_anual_cdti_2023_web_0.pdf

Comisión Europea. (2023). *Just Transition Platform: Working group on steel—Scoping paper*. https://ec.europa.eu/regional_policy/sources/funding/just-transition-fund/scoping_paper_wg_steel.pdf

Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC). (2024). *Boletín IS/DE/010/24: Distribución de carburantes en estaciones de servicio (diciembre 2024)*. <https://www.cnmc.es/expedientes/isde01024>

CORES. (2024). *Estadísticas de importaciones de productos petrolíferos. Enero–diciembre 2024*. <https://www.cores.es/sites/default/files/archivos/icores/i-crudosdiciembre2024.pdf>

Consejo de Seguridad Nuclear. (2024). *Informe anual 2023*.
<https://www.csn.es/documents/10182/13529/Informe%20anual%202023>

Cruz Peña, J. (2025, 18 enero). Imaz tendrá un encuentro privado con Aramco en Davos tras el interés saudí por Repsol Renovables. *Cinco Días*.

<https://cincodias.elpais.com/companias/2025-01-18/imaz-tendra-un-encuentro-privado-con-aramco-en-davos-tras-el-interes-saudi-por-repsol-renovables.html>

EIT InnoEnergy. (2023). *Annual review 2023*. <https://innoenergy.com/news-resources/eit-innoenergy-2023-annual-review/>

El País. (2024, 6 julio). *Una gigafactoría de baterías de litio pone su primera piedra en Extremadura*. <https://elpais.com/espana/2024-07-06/una-gigafactoria-de-baterias-de-litio-pone-su-primer-a-piedra-en-extremadura-para-convertirse-en-la-industria-mas-importante-de-la-region.html>

Enagás. (2024). *Informe anual 2024*. <https://www.enagas.es/es/sala-comunicacion/publicaciones/informe-anual/>

Energy Institute. (2024). *Statistical review of world energy 2024*.
<https://www.energyinst.org/statistical-review>

Energy Modeling Forum, Stanford University. (2005). *EMF SR 8: An assessment of oil market disruption risks*. Stanford University.
<https://emf.stanford.edu/publications/special-report/emf-sr-8-assessment-oil-market-disruption-risks>

European Commission. (2023). *REPowerEU plan*.
https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/repowereu_en

Eurostat. (2023). *Energy production and imports*.
https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Energy_production_and_imports

Eurostat. (2024a). *Electricity prices for household consumers—Bi-annual data*.
https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_pc_204/default/table

Eurostat. (2024b). *Natural gas prices for non-household consumers—Bi-annual data*.
https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_pc_203/default/table

Global Energy Monitor. (2024). *Boom and Bust Coal 2024: Tracking the global coal plant pipeline.* <https://globalenergymonitor.org/report/boom-and-bust-coal-2024/>

Green Business Leader Certification (GBLC). (2025). *Juan Verde.*

ICEX-Invest in Spain. (2024). *Renewable energy in Spain: Sector overview and opportunities.* <https://www.investinspain.org/content/dam/icex-invest/documentos/publicaciones/sectores/energ%C3%ADAs-renovables/ICEX-Invest%20in%20Spain.%20Renewable%20Energy.pdf>

Iberdrola. (s. f.). *Centrales de bombeo en España.*

<https://www.iberdrolaespana.com/sostenibilidad/almacenamiento-energia/central-bombeo>

International Energy Agency (IEA). (2021). *The role of critical minerals in clean energy transitions.* <https://www.iea.org/reports/the-role-of-critical-minerals-in-clean-energy-transitions>

International Energy Agency (IEA). (2022). *World energy outlook 2022.*

<https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2022>

International Energy Agency (IEA). (2023a). *Energy efficiency 2023.*

<https://www.iea.org/reports/energy-efficiency-2023>

International Energy Agency (IEA). (2023b). *Oil market report—June 2023.*

<https://www.iea.org/reports/oil-market-report-june-2023>

International Energy Agency (IEA). (2023c). *Tracking SDG7: The energy progress report 2023.* <https://www.iea.org/reports/tracking-sdg7-the-energy-progress-report-2023>

International Energy Agency (IEA). (2023d). *World energy outlook 2023.*

<https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023>

International Energy Agency (IEA). (2024a). *Electricity 2024: Analysis and forecast to 2026.* <https://www.iea.org/reports/electricity-2024>

International Energy Agency (IEA). (2024b). *Energy system of Spain.*

<https://www.iea.org/countries/spain>

International Energy Agency (IEA). (2024c). *Global EV outlook 2024*.

<https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2024>

International Energy Agency (IEA). (2024d). *Global hydrogen review 2024*.

<https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2024>

International Energy Agency (IEA). (2024e). *State of energy policy 2024*.

<https://iea.blob.core.windows.net/assets/80794060-b21d-4062-82a6-93dece2c5163/StateofEnergyPolicy2024.pdf>

International Energy Agency (IEA). (2024f). *World energy investment 2024*.

<https://www.iea.org/reports/world-energy-investment-2024>

International Energy Agency (IEA). (2024g). Ukraine's Energy Security and the Coming Winter. <https://www.iea.org/reports/ukraines-energy-security-and-the-coming-winter>

International Energy Agency (IEA). (2024h). Renewables 2024.

<https://www.iea.org/reports/renewables-2024>

International Monetary Fund. (2024). *Global price of Natural gas, EU (PNGASEUUSDM)* [Data set]. FRED, Federal Reserve Bank of St. Louis.

<https://fred.stlouisfed.org/series/PNGASEUUSDM>

International Renewable Energy Agency (IRENA). (2019). *Innovation landscape brief: Artificial intelligence and big data*. https://www.irena.org-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Sep/IRENA_AI_Big_Data_2019.pdf

Islam, M. T., & Ali, A. (2024, 10 julio). Sustainable green energy transition in Saudi Arabia: Characterizing policy framework, interrelations and future research directions.

Next Energy. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2949821X24000668>

México Now. (2025, 18 junio). *Naturgy to invest US\$14.4 million in Aguascalientes*. <https://mexico-now.com/naturgy-to-invest-us14-4-million-in-aguascalientes/>

Ministerio de Industria, Comercio y Turismo (MINCOTUR). (2024). DataComex: Estadísticas de comercio exterior de España. <https://datacomex.comercio.es/>

El futuro energético de España: oportunidades, dependencias y comercio en un mundo geopolíticamente inestable
Sanz Estébanez, Pablo

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO). (2021). *PERTE de energías renovables, hidrógeno renovable y almacenamiento.*
<https://www.prtr.miteco.gob.es/es/perte-de-energias-renovables-hidrogeno-renovable-y-almacenamiento.html>

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO). (2024a). *Actualización para el ejercicio 2024 del Plan Estratégico de Subvenciones del MITECO.*
<https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/ministerio/planes-estrategias/planes-estrat%C3%A9gicos-de-subvenciones/plan-estrategico-subvenciones-2022-2024/Anexo%20I.%20Actualizaci%C3%B3n%20PES%202024.pdf>

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO). (2024b). *Balance energético de España 2023.*
https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/energia/files-1/balances/Balances/Documents/balance-2023/Balance%20Energ%C3%A9tico%20Espa%C3%B1a%202023_v1.pdf

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO). (2024c). *Memoria anual 2023 del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.*
https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/ministerio/servicios/publicaciones/memoria-2023/completo/MEMORIA_2023.pdf

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO). (2024d). *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima. Actualización 2023–2030.*
https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/energia/files-1/pniec-2023-2030/PNIEC_2024_240924.pdf

Regiondigital. (2024, 4 julio). *Iberdrola y Masdar acuerdan coinversión en parque eólico marino británico de East Anglia.*
<https://www.regiondigital.com/noticias/economia/415157-iberdrola-y-masdar-acuerdan-coinversion-en-parque-eolico-marino-britanico-de-east-anglia.html>

Red Eléctrica de España (REE). (2019). *Transición energética: Redes inteligentes y digitalización para la energía del futuro.*

https://www.ree.es/sites/default/files/11_PUBLICACIONES/Documentos/Transicion_Energetica.pdf

Red Eléctrica de España (REE). (2024). *Las energías renovables en el sistema eléctrico español 2023.* https://www.sistemadelectrico-ree.es/sites/default/files/2024-03/Informe_Renovables_2023.pdf

Reuters. (2025, 2 junio). *Russian pipeline gas exports to Europe rose 10% in May, data shows.* <https://www.reuters.com/business/energy/russian-pipeline-gas-exports-europe-rose-10-mm-may-data-shows-2025-06-02/>

Reuters. (2025, 29 enero). *Repsol to invest €834 million in Spanish ecoplant now threat of windfall tax gone.* <https://www.reuters.com/sustainability/climate-energy/repsol-invest-834-million-spanish-ecoplant-now-threat-windfall-tax-gone-2025-01-29/>

Reuters. (2025, 28 febrero). *Acciona Energía reassures investors on U.S. exposure, asset sales.* <https://www.reuters.com/business/energy/accionaenergia-looking-sell-assets-worth-up-47-bln-2025-02-28/>

Reuters. (2025, 24 marzo). *UAE's TAQA revives Naturgy stake talks with Criteria, Bloomberg News reports.* <https://www.reuters.com/markets/deals/uaes-taqarevives-naturgy-stake-talks-with-criteria-bloomberg-news-reports-2025-03-24/>

U.S. Department of the Treasury. (2022). *\$369 billion in investment incentives to address energy security and climate change. Investment Policy Monitor.* <https://investmentpolicy.unctad.org/investment-policy-monitor/measures/4004/-369-billion-in-investment-incentives-to-address-energy-security-and-climate-change->

U.S. Energy Information Administration (EIA). (2024). *Crude oil prices: Brent – Europe (POILBREUSDA) [Data set].* FRED, Federal Reserve Bank of St. Louis. <https://fred.stlouisfed.org/series/POILBREUSDA>

U.S. Energy Information Administration (EIA). (2025). *Annual energy outlook 2025.* <https://www.eia.gov/outlooks/aoe/>

United Nations Conference on Trade and Development (UNCTAD). (2023). *World investment report 2023: Investing in sustainable energy for all.*

<https://unctad.org/webflyer/world-investment-report-2023>

Xataka. (2024). *La guerra del litio europeo se disputa en Cáceres.*

<https://www.xataka.com/energia/guerra-litio-europeo-se-esta-disputando-caceres-no-estaclaro-que-bando-tiene-ganar>

10. ANEXOS

Anexo 1. Evolución del mix energético mundial, 2013–2023

La siguiente tabla recoge los datos de participación porcentual de las principales fuentes de energía en el consumo energético primario global durante la última década. Estos datos constituyen la base de la representación gráfica incluida en el apartado 2.1 del presente trabajo.

Año	Petróleo	Carbón	Gas natural	Nuclear	Renovables
2013	32,7	28,7	24,5	4,3	9,8
2014	32,5	28,5	24,6	4,2	10,2
2015	32,4	28,3	24,5	4,2	10,6
2016	32,3	28,1	24,4	4,2	11,0
2017	32,1	27,8	24,3	4,1	11,6
2018	31,8	27,5	24,2	4,1	12,4
2019	31,5	27,0	24,1	4,0	13,4
2020	31,4	26,8	24,1	4,0	13,7
2021	31,2	26,5	24,0	4,0	14,3
2022	31,0	26,2	24,0	4,0	14,8
2023	31,0	26,0	24,0	4,0	15,0

(Fuente: Energy Institute, 2024)

Anexo 2. Evolución de los precios internacionales del petróleo (Brent) y del gas natural en Europa, 2010–2023

La siguiente tabla recoge los datos anuales medios de precios del crudo Brent (USD/barril) y del gas natural en Europa (€/MWh) durante el periodo 2010–2023. Estos valores

constituyen la base del Gráfico 2, incluido en el apartado 2.3, que ilustra la volatilidad generada en los mercados energéticos a raíz de la pandemia y la guerra de Ucrania.

Año	Brent (USD/barril)	Gas Europa (€/MWh)
2010	79,6	7,7
2011	111,3	7,2
2012	111,7	6,8
2013	108,7	7,3
2014	99,0	5,1
2015	52,1	3,9
2016	43,0	3,0
2017	54,2	3,7
2018	71,2	5,2
2019	64,2	3,6
2020	43,8	1,8
2021	70,8	3,5
2022	99,0	8,6
2023	82,3	4,7

(Fuente: IMF via FRED, elaboración propia a partir de datos convertidos a €/MWh)

Anexo 3. Generación eléctrica renovable global por tecnologías, 2000–2023

La siguiente tabla recoge los datos de generación eléctrica renovable mundial en teravatios-hora (TWh) para el periodo 2000–2023, desglosados por tecnologías principales: hidroeléctrica, eólica, solar fotovoltaica y bioenergía y otras fuentes. Estos datos constituyen la base del Gráfico 3 incluido en el apartado 2.4 del presente trabajo.

Año	Hidroelectrica	Eolica	Solar	Bioenergia y otras
2000	2650	104	3	190
2005	3050	170	14	230
2010	3400	340	34	300
2015	4050	830	250	420
2020	4400	1590	820	520
2021	4550	1820	1030	540
2022	4700	2090	1260	560
2023	4800	2350	1500	580

(Fuente: IEA, Renewables 2023; elaboración propia)

Anexo 4. Evolución del mix energético de España, 2000–2023

La siguiente tabla recoge la evolución del suministro de energía primaria en España entre 2000 y 2023, expresada como porcentaje sobre el total. Los datos se presentan desglosados por principales fuentes: petróleo, gas natural, carbón, nuclear, renovables modernas (eólica, solar, hidráulica y otras) y biomasa y residuos. Estos valores constituyen la base del Gráfico 4 incluido en el apartado 3.1.

Año	Petróleo	Gas natural	Carbón	Nuclear	Renovables modernas	Biomasa y residuos
2000	55,0	12,0	16,0	12,0	3,0	2,0
2005	52,0	18,0	13,0	11,0	4,0	2,0
2010	46,0	23,0	11,0	11,0	7,0	2,0
2015	43,0	21,0	9,0	12,0	11,0	4,0
2020	42,0	23,0	4,0	13,0	13,0	5,0
2023	42,6	22,5	2,4	13,2	9,8	7,9

(Fuente: IEA, Energy Data; MITECO; elaboración propia)

Anexo 5. Consumo final de energía en España por sectores, 2000–2023

La siguiente tabla recoge la evolución del consumo final de energía en España, desglosado por sectores (transporte, industria, residencial y servicios/terciario) en el periodo 2000–2023. Los datos se expresan en porcentaje sobre el consumo final total y constituyen la base del Gráfico 5 incluido en el apartado 3.3 del presente trabajo.

Año	Transporte	Industria	Residencial	Servicios/terciario
2000	39	33	18	10
2005	41	31	18	10
2010	40	30	20	10
2015	39	29	22	10
2020	38	27	25	10
2023	37	26	27	10

(Fuente: IEA, Energy Data; elaboración propia)

Anexo 6. Evolución de importaciones y exportaciones energéticas de España, 2000–2023

La siguiente tabla recoge la evolución en valor monetario de las importaciones y exportaciones energéticas de España en el periodo 2000–2023. Los datos corresponden al capítulo 27 de la nomenclatura TARIC (“Combustibles minerales, aceites minerales y

productos de su destilación”), expresados en millones de euros. Estos valores constituyen la base de la representación gráfica incluida en el apartado 4.2 del presente trabajo.

Año	Exportaciones	Importaciones
2000	2.302.238,48	9.950.768,15
2001	4.576.908,56	20.435.934,54
2002	3.767.954,33	19.387.442,53
2003	3.481.115,08	18.968.135,48
2004	4.227.630,54	19.184.947,38
2005	5.571.694,36	23.337.604,54
2006	6.748.180,65	32.717.141,92
2007	7.857.511,09	41.239.803,44
2008	8.746.267,91	42.547.772,03
2009	12.385.162,43	55.042.088,54
2010	7.274.067,23	33.952.091,22
2011	9.650.659,04	44.084.506,83
2012	13.508.311,77	56.403.696,29
2013	17.151.746,19	62.195.036,37
2014	16.349.275,95	57.332.777,39
2015	17.669.702,14	54.514.143,42
2016	12.615.720,04	38.459.926,55
2017	10.305.784,51	30.442.721,43
2018	15.811.941,19	40.482.043,66
2019	18.864.444,99	47.770.606,72
2020	18.252.961,36	44.685.869,32
2021	10.891.740,12	27.118.196,98
2022	18.047.410,26	46.476.022,53
2023	33.478.234,60	90.427.852,35

(Fuente: DataComex; elaboración propia)

Anexo 7. Exportaciones energéticas de España, 2000–2023

La siguiente tabla recoge la evolución en valor de las exportaciones energéticas españolas en el periodo 2000–2023. Se incluyen los principales componentes: derivados del petróleo (partidas TARIC 2710 y 2711), electricidad (TARIC 2716) y el total agregado del capítulo 27 de la nomenclatura TARIC (“Combustibles minerales, aceites minerales y productos de su destilación; materias bituminosas; ceras minerales”). Los valores se expresan en

millones de euros y constituyen la base del Gráfico 6 incluido en el apartado 6.2 del presente trabajo.

Año	Derivados del petróleo	Electricidad	Total exportaciones energéticas
2000	1.984.347,39	20.349,39	2.302.238,48
2001	3.971.454,48	54.597,32	4.576.908,56
2002	3.163.671,83	111.883,14	3.767.954,33
2003	2.972.868,67	33.790,28	3.481.115,08
2004	3.427.115,53	65.287,63	4.227.630,54
2005	4.348.653,88	124.334,23	5.571.694,36
2006	5.480.400,30	109.154,37	6.748.180,65
2007	6.813.457,94	111.611,75	7.857.511,09
2008	7.383.684,38	238.505,17	8.746.267,91
2009	10.268.995,53	512.683,04	12.385.162,43
2010	5.935.713,89	417.097,84	7.274.067,23
2011	8.001.998,46	222.099,66	9.650.659,04
2012	11.469.068,71	353.475,24	13.508.311,77
2013	14.826.263,33	887.417,35	17.151.746,19
2014	14.091.363,25	415.766,30	16.349.275,95
2015	13.435.142,76	365.663,50	17.669.702,14
2016	9.397.767,82	471.278,56	12.615.720,04
2017	7.932.979,13	598.766,09	10.305.784,51
2018	12.030.764,84	549.012,11	15.811.941,19
2019	14.806.389,47	541.338,31	18.864.444,99
2020	14.277.405,60	659.699,49	18.252.961,36
2021	8.739.285,77	504.296,14	10.891.740,12
2022	12.839.149,59	2.628.724,72	18.047.410,26
2023	23.842.349,09	6.554.583,09	33.478.234,60

(Fuente: DataComex; elaboración propia)