



JULIO 2026

ESPAÑA ANTE EL RETO DE LA INDEPENDENCIA ENERGÉTICA

Cómo garantizar una transición basada en la abundancia, la competitividad y la seguridad de suministro.



**Foro Regulación
Inteligente**





TABLA DE CONTENIDOS

PAG

06 Resumen ejecutivo

Situación actual

Retos y oportunidades

Principales conclusiones

08 Introducción

El nuevo paradigma energético

Objetivos del informe

Metodología

10 El nuevo contexto energético internacional

Dependencia exterior

Vulnerabilidad estratégica

Lecciones de las recientes crisis energéticas

14 La importancia de la abundancia energética

Competitividad industrial

Centros de datos e IA

Escenarios de escasez

18 La transición energética española

Mix energético

Descarbonización

Retos del PNIEC 2030

22 Infraestructuras estratégicas

Redes eléctricas

Interconexiones internacionales

Almacenamiento energético

Digitalización del sistema

26 El reto regulatorio

Tramitación administrativa

Seguridad jurídica

Comparativa europea

32 Casos de estudio

BESS Cuevas

ALM Vadux Solar

ALM Julben Solar

Interconexión del Golfo de Vizcaya

Fondos europeos PERTE

44 Recomendaciones de política pública

Independencia energética

Competitividad

Seguridad de suministro

50 Conclusiones

RESUMEN EJECUTIVO

España ha construido en dos décadas **uno de los sistemas eléctricos más limpios de Europa**. En 2025 las energías renovables cubrieron el **55,5 por ciento de la generación eléctrica** y 3 de cada 4 kilovatios hora se produjeron sin emisiones de dióxido de carbono. Estos resultados conviven, no obstante, con el hecho de que **nuestro país sigue importando cerca del 68 por ciento de la energía primaria que consume**. Además, nuestro sistema eléctrico está mal conectado con el resto del continente y la maraña administrativa que deben atravesar los nuevos proyectos de inversión en el campo energético lastra significativamente nuestro desempeño presente y futuro.

La tesis del presente informe es que el **objetivo de transición ecológica o descarbonización solamente resulta socialmente sostenible y económicamente viable cuando se asienta sobre energía abundante, asequible y segura**. Reducir emisiones es una meta legítima, pero un paradigma que no garantice un suministro firme con precios competitivos terminará por perder el apoyo de los ciudadanos a raíz del elevado coste que impondrá a los hogares, las industrias y los negocios del país. **La seguridad de suministro y la competitividad no son obstáculos para la transición, son las condiciones que la hacen posible**.

Este diagnóstico se apoya en datos oficiales. **La dependencia exterior alcanzó el 68,4 por ciento en 2024**, con el petróleo y el gas representando el 97 por ciento de las importaciones energéticas. El gas llega de forma concentrada desde Argelia, que en 2025 aportó el 34,6 por ciento del total, seguida de Estados Unidos, que ha duplicado sus ventas hasta el 30 por ciento, y de Rusia, que se sitúa por detrás, con un 11,5 por ciento, pero sigue surtiendo de recursos a nuestro país, a pesar de las medidas adoptadas contra el régimen de Vladimir Putin.

España continúa siendo una isla energética, con una capacidad de interconexión equivalente al 3 por ciento de su potencia instalada, frente al objetivo europeo del 15 por ciento para 2030. En este sentido, **el apagón del pasado 28 de abril de 2025 nos recordó que la robustez del sistema no puede darse por descontada**. Por encontrar una buena noticia en torno a dicho fiasco, sin duda puede decirse que el debate sobre estas cuestiones se ha desplazado desde planteamientos utópicos y maximalistas hacia un terreno más sensato y realista, dando pie al tipo de pragmatismo que reivindica el presente trabajo.

Sobre el papel, España no está falta de proyectos ni de apetito inversor. **El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima prevé movilizar alrededor de 294.000 millones de euros hasta 2030**, en su mayoría capital privado. El obstáculo para desbloquear tal inyección de recursos dedicada a nuevos desarrollos radica en la demora de la Administración a la hora de ejecutar sus propios procesos de autorización y licencia con rapidez y seguridad jurídica. Miles de recursos siguen pendientes de resolución y mantienen paralizada una parte relevante de la cartera de proyectos de energía renovable que ya han sido aprobados.

En este sentido, emergen oportunidades que es preciso subrayar. **La electrificación de la economía y la irrupción de los centros de datos van a disparar la demanda eléctrica en los próximos años**, y España parte con dos ventajas notables, puesto que cuenta un recurso renovable de los mejores de Europa y un precio eléctrico industrial que tradicionalmente se ha situado por debajo de la media comunitaria. **Bien aprovechadas, estas ventajas pueden convertir la energía en un factor de atracción de inversión y reindustrialización**. Sin embargo, si se ven desperdiciadas por culpa de la lentitud administrativa o la falta de redes, estos proyectos simplemente se irán a otros países.

Para ilustrar este diagnóstico con casos reales, el informe se cierra con cinco estudios de caso. Los tres primeros analizan sendos proyectos de almacenamiento con baterías promovidos por Sungrow en Vall d'Uixó (Castellón): iniciativas maduras que suman 171,5 megavatios de potencia instalada y más de 700 megavatios hora de capacidad física de almacenamiento y movilizan cerca de 150 millones de euros de inversión, pero cuya tramitación permanece bloqueada en distintas subdirecciones generales del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. El cuarto amplía la mirada a la interconexión del Golfo de Vizcaya, la gran infraestructura llamada a sacar a España de su condición de isla energética. El quinto aborda un problema transversal, la lenta ejecución de los fondos europeos: trece PERTE dotados con 41.183 millones de euros pero un ritmo de pago que en 2025 apenas alcanzó el 18,7 por ciento de los créditos disponibles, de modo que Funcas cifra en unos 32.000 millones los recursos en riesgo de perderse antes del cierre de agosto de 2026. **Los cinco casos resumen, a distinta escala, el coste de un cuello de botella administrativo que congela inversión ya comprometida**.

El presente documento aboga sin complejos por reforzar la independencia energética, ampliar la capacidad del sistema, y eliminar las barreras administrativas que frenan la inversión estratégica e inhiben el despliegue de nuevos proyectos, **con el fin de consolidar un modelo energético sostenible, sí, pero también competitivo y seguro**.

A photograph of several wind turbines silhouetted against a bright, hazy sky. The turbines are situated on a mountain ridge, with thick, dark clouds billowing around their bases and across the foreground. The lighting suggests a sunrise or sunset, creating a dramatic and atmospheric scene.

*“España sigue
importando cerca
del 68% de la energía
que consume”.*

INTRODUCCIÓN

La transición energética ha tendido a plantearse desde una única óptica, la de la descarbonización. Reducir las emisiones de gases de efecto invernadero es un objetivo legítimo, pero **el éxito de tal proceso no se puede medir solamente por la velocidad con que se recortan estos indicadores**. En cambio, su viabilidad depende, sobre todo, de la capacidad de alcanzar **tres objetivos a la vez**: por un lado, el ya citado compromiso de sostenibilidad; por otro lado, **el reto de garantizar la independencia estratégica respecto a otros países**; y, en tercer lugar, **la conveniencia de que el modelo resultante sea capaz de ofrecer energía abundante con precios competitivos y suministro seguro**. Si alguno de estos tres elementos se descuida, el paradigma se resiente y el apoyo social a la transición irá necesariamente a menos.

La experiencia reciente lo ha dejado claro. La crisis de precios de 2021 y 2022, la guerra en Ucrania y el apagón de abril de 2025 nos han recordado que **la seguridad de suministro, la competitividad y la asequibilidad de precios no son asuntos del pasado, sino condiciones indispensables para el desarrollo económico** que propicia el bienestar de los ciudadanos. En un contexto internacional marcado por la tensión geopolítica, la volatilidad de los mercados y la electrificación acelerada de la economía, **España afronta el reto de construir un sistema capaz de generar energía limpia, abundante, asequible y segura, todo al mismo tiempo**.



Este informe analiza los desafíos y las oportunidades que tiene España para **reforzar su independencia energética y garantizar un suministro abundante y competitivo durante la descarbonización de su economía**. Identifica, además, las reformas regulatorias, las inversiones y las infraestructuras estratégicas que pueden acelerar ese proceso. El hilo conductor de los distintos asuntos comentados es la vocación de buscar una mayor independencia energética a través de un aumento de la capacidad instalada y de la eliminación de barreras innecesarias a la inversión. **Se trata de elementos imprescindibles para que el proceso de descarbonización sea, a la vez, ambicioso y viable**.

El presente documento se organiza en siete apartados. Los dos primeros sitúan el contexto internacional y desarrollan el concepto de abundancia energética. El tercero y el cuarto examinan el estado de la transición española y las infraestructuras que la sostienen. El quinto aborda el principal cuello de botella del sistema, el regulatorio. El sexto reúne una selección de casos de estudio cuyo análisis resulta emblemático para entender de forma práctica el tipo de escenarios que deben quedar resueltos con urgencia. Por último, el séptimo alumbra las recomendaciones de política pública que se derivan de la presente investigación.

“La seguridad de suministro, la competitividad y la sostenibilidad deben avanzar al mismo tiempo”.



EL NUEVO CONTEXTO ENERGÉTICO INTERNACIONAL

La energía ha vuelto a situarse en el centro de la conversación política a nivel internacional. Durante años, el petróleo y el gas fueron materias primas abundantes y baratas, de modo que la seguridad de suministro se trató como un problema resuelto. Sin embargo, la invasión rusa de Ucrania en 2022 deshizo esa ilusión. Europa descubrió entonces que su dependencia del gas ruso constituye una vulnerabilidad estratégica de primer orden y se ha visto obligada a reconfigurar de forma súbita sus flujos de aprovisionamiento, multiplicando sus compras de gas natural licuado y asumiendo precios muy elevados que han castigado la capacidad económica de los hogares y las empresas.

Conviene precisar qué se entiende por seguridad energética, porque a menudo se confunde con la mera autosuficiencia. Así, la seguridad de suministro tiene tres dimensiones que deben satisfacerse a la vez:

1

Disponibilidad
que haya energía suficiente
en todo momento.

2

Asequibilidad
que el precio sea asumible
para hogares y empresas.

3

Fiabilidad
que el sistema funcione
sin interrupciones.

No se puede ignorar ninguno de estos tres elementos, de modo que estamos ante un triángulo de hierro de toda política energética basada en garantizar la seguridad de suministro. De poco sirve una electricidad muy limpia si resulta cara, como tampoco es útil que la electricidad resulte muy barata si el sistema que la proporciona no es fiable. La maestría, pues, pasa por avanzar en estas tres dimensiones de manera simultánea. Precisamente en este campo, la geopolítica vuelve a entrar en escena.



La apuesta por las energías renovables no ha eliminado la geopolítica del debate sobre la energía, sino que lo transforma. La fabricación de los equipos que sostienen la descarbonización está fuertemente concentrada en China, puesto que el gigante asiático controla en torno al 80 por ciento del mercado mundial de paneles fotovoltaicos y cerca del 50 por ciento de la capacidad de producción. Algo parecido ocurre con las baterías y con el refinado de minerales críticos para el desarrollo de este tipo de energía, caso del litio, el cobalto o las tierras raras. La transición hacia un sistema electrificado es, en buena medida, una transición hacia un sistema más intensivo en minerales. Pues bien, si el control de esas cadenas está hoy más concentrado que el del propio petróleo, la cuestión no es solamente relevante en términos energéticos o económicos, sino también en lo referido a la geopolítica.

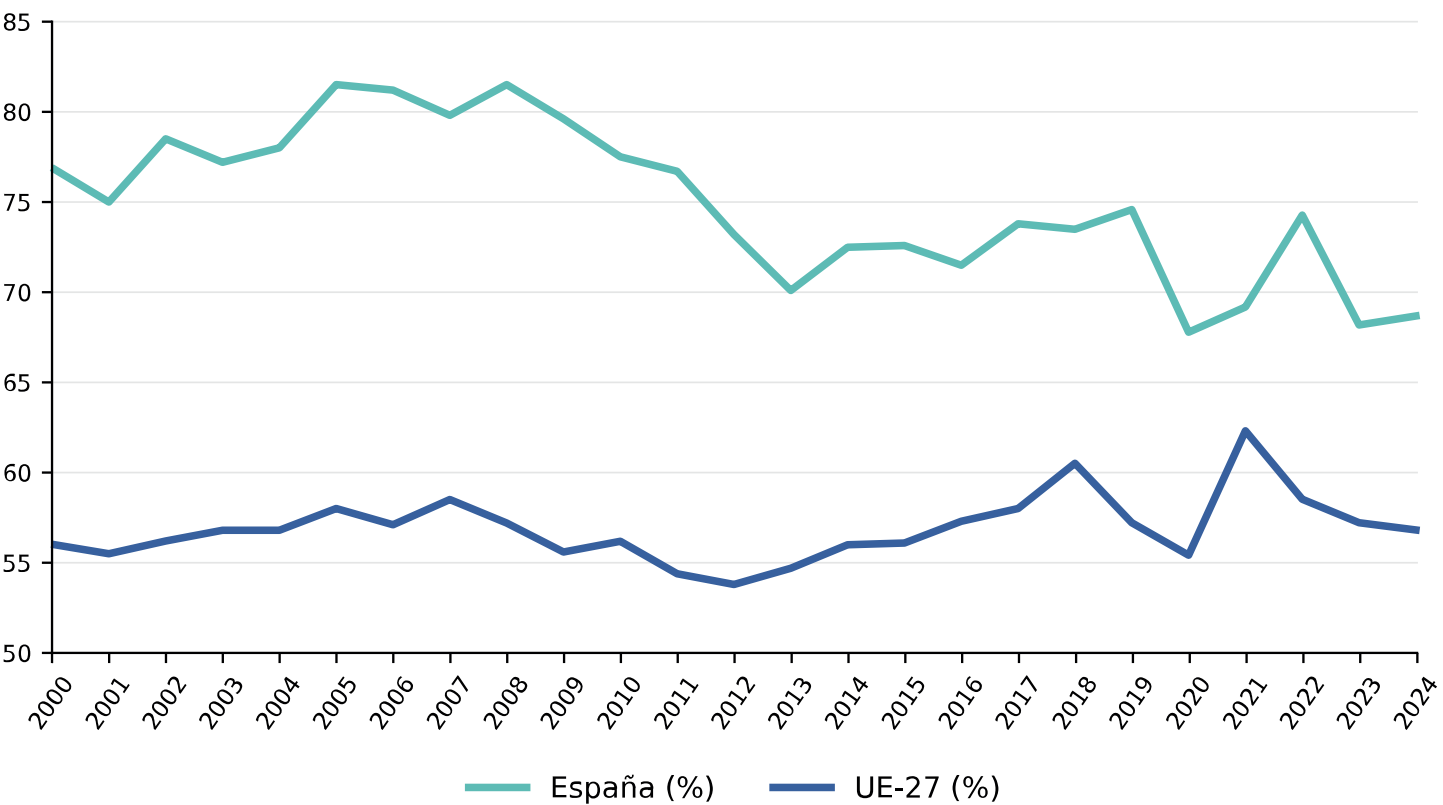
Sustituir la dependencia de los países productores de hidrocarburos por una dependencia equivalente de la cadena de valor de las energías llamadas “verdes” sería un error estratégico. Por tanto, la independencia energética del siglo XXI se juega tanto en el acceso a la materia prima como en el control de la tecnología y la capacidad industrial.

Dependencia exterior y vulnerabilidad estratégica

España es uno de los países más dependientes de la Unión Europea en clave energética. En 2024, último año con datos finales publicados, la tasa de dependencia energética se situó en el 68,4 por ciento, según el Balance Energético

que elabora el Ministerio para la Transición Ecológica. Dicho de otro modo, casi 7 de cada 10 unidades de energía consumidas en nuestro país procedieron, en términos netos, del exterior. El dato había mejorado ligeramente en los últimos años, pasando del 70,6 por ciento de 2022 al 66,8 por ciento de 2023, pero volvió a repuntar en 2024 y, además, sigue muy por encima de la media europea, de modo que refleja una debilidad estructural.

GRÁFICO 1. TASA DE DEPENDENCIA ENERGÉTICA EN ESPAÑA Y EN LA UE-27, 2000-2024.

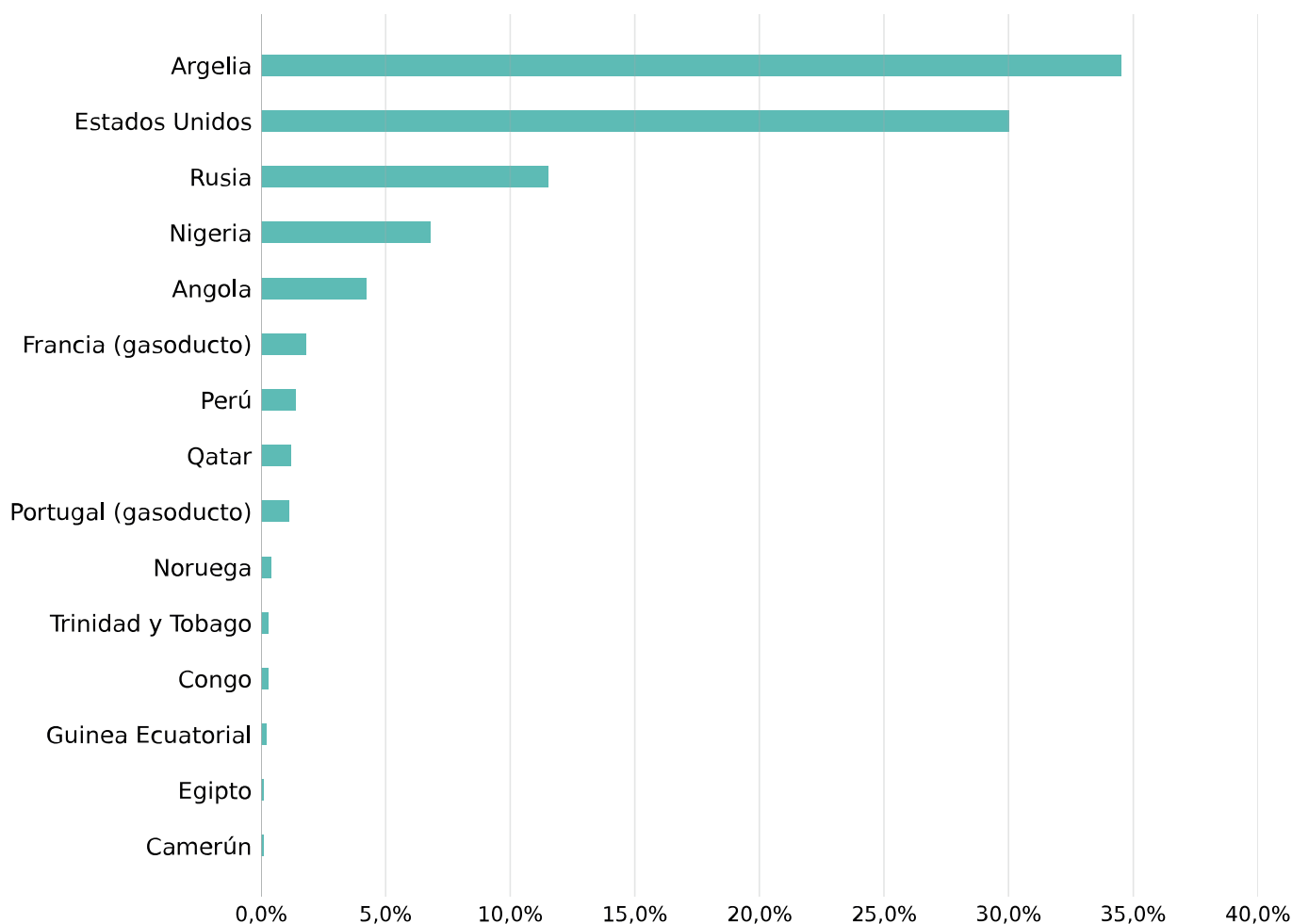


Fuente: Eurostat

El origen de esta dependencia es conocido. España carece de yacimientos significativos de petróleo y de gas, dos combustibles que concentran el 97 por ciento de nuestras importaciones energéticas. El gas natural merece atención especial por su papel en la generación eléctrica de respaldo y en la industria. En 2025, Argelia se mantuvo como primer suministrador, con el 34,6 por ciento del total, canalizado sobre todo por el gasoducto Medgaz. El cambio más llamativo durante el pasado curso

fue el ascenso de Estados Unidos, que casi duplicó sus ventas (un 96 por ciento más) hasta alcanzar el 30 por ciento, lo que ha desplazado a Rusia al tercer puesto, con un 11,5 por ciento. Estados Unidos es ya, además, el primer proveedor de petróleo del país. En apenas un año España ha sustituido buena parte del gas ruso por gas estadounidense, un giro que mejora su alineamiento geopolítico, pero que sustituye una dependencia por otra.

GRÁFICO 2. ORIGEN DE LAS IMPORTACIONES DE GAS NATURAL DE ESPAÑA, 2025.



Fuente: CORES

Esta composición plantea dos riesgos. El primero es la concentración geográfica, con una exposición elevada a Argelia, un socio cuya estabilidad política y cuyas relaciones diplomáticas con España han atravesado momentos de tensión en tiempos recientes. El segundo, aunque en claro retroceso, es la persistencia de las compras a Rusia, lo que resulta difícilmente compatible con los objetivos declarados por la Unión Europea de eliminar esa dependencia. Diversificar proveedores y reducir el peso del gas en el sistema son, por tanto, objetivos que se refuerzan mutuamente.

La dependencia tiene además un coste macroeconómico que se traslada a la balanza de pagos. La factura energética

importada drena cada año decenas de miles de millones de euros que abandonan la economía española en forma de pago a proveedores extranjeros. En los ejercicios de precios elevados, el déficit comercial energético ha llegado a aproximarse a los 40.000 millones de euros, una sangría que lastra la renta nacional y que constituye, en sí misma, uno de los argumentos económicos más sólidos a favor de mejorar los indicadores de generación propia. Cada punto de dependencia que se reduce mejora no solamente la seguridad estratégica, sino también las cuentas exteriores del país.

Lecciones de las recientes crisis energéticas

La crisis de precios de 2021 y 2022 dejó enseñanzas que conviene no olvidar. La primera es que el precio de la electricidad en un sistema marginalista queda determinado, en las horas críticas, por la tecnología más cara que entra en el mercado, que es habitualmente el gas. Pues bien, mientras una parte relevante de la generación dependa del gas importado, la factura eléctrica seguirá expuesta a la volatilidad internacional, por mucho que crezca la potencia renovable instalada. La llamada excepción ibérica fue un parche que alivió la factura de forma temporal sin atacar la causa de fondo.

La segunda lección llegó el 28 de abril de 2025, cuando la península sufrió un apagón total que afectó a toda España y también a Portugal y al sur de Francia. El suceso, que se analiza en detalle más adelante, demostró que un sistema con elevada penetración renovable necesita inversiones

específicas en firmeza, almacenamiento y control de la red. La conclusión de ambas crisis apunta en la misma dirección: la transición exige más capacidad propia, más interconexión y más herramientas de flexibilidad, no menos ambición climática.

Hay una tercera enseñanza, de naturaleza política. Las crisis energéticas erosionan el apoyo social a la descarbonización cuando se traducen en costes inasumibles o problemas graves como los cortes de suministro. La aceptación ciudadana de la transición no está garantizada y depende de que el proceso se perciba como un desarrollo compatible con el bienestar de los ciudadanos. Por eso, garantizar abundancia y precios estables no es una meta secundaria frente a la reducción de emisiones, sino la condición que permite sostener la descarbonización a largo del tiempo sin generar rechazo social.



LA IMPORTANCIA DE LA ABUNDANCIA ENERGÉTICA

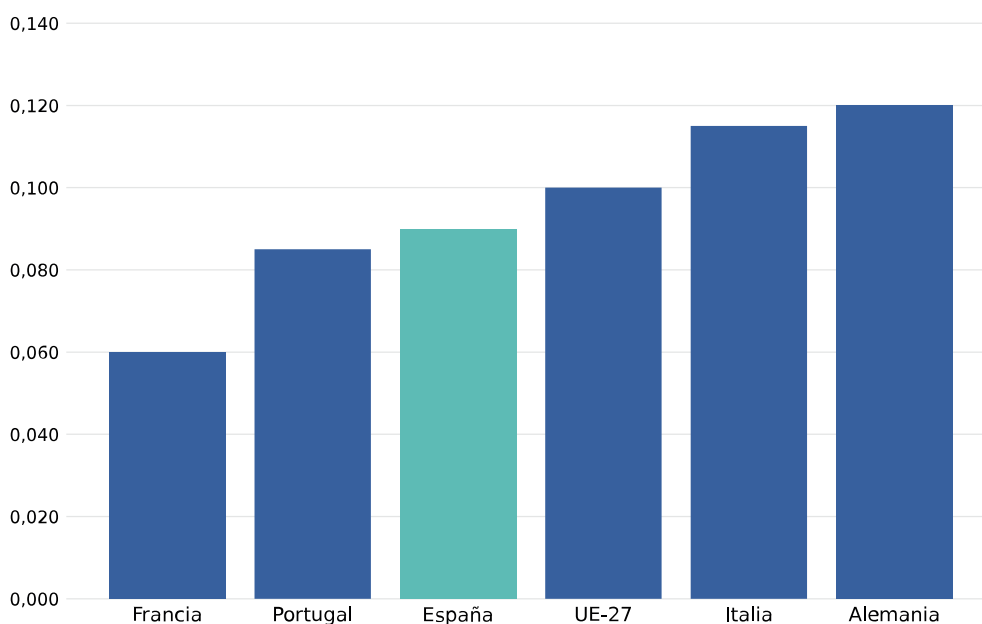
Existe una relación estrecha y bien documentada entre el acceso a energía abundante y barata y el nivel de desarrollo económico. La energía es un insumo transversal que entra en la producción de prácticamente todos los bienes y servicios. Cuando su precio sube, encarece toda la cadena productiva y resta competitividad, en especial a las actividades electrointensivas, como la siderurgia, la química, el papel, el cemento o la producción de aluminio. La abundancia energética no es un lujo, sino una condición necesaria de prosperidad.

El coste de la electricidad se ha convertido en un factor decisivo para la competitividad internacional. Según la Agencia Internacional de la Energía, los precios eléctricos que paga la industria intensiva europea son el doble de

los que pagan sus contrapartes estadounidenses y se sitúan cerca de un 50 por ciento por encima de los niveles observados en China. Esa brecha explica el proceso de desindustrialización que ha sufrido Europa y muchas decisiones de relocalización de grandes plantas de fabricación hacia otros mercados donde la energía es más barata.

Al menos, partiendo de que la comparación es negativa cuando vemos la foto completa y analizamos la situación en clave global, es cierto que España sí presenta cierta ventaja relativa en este terreno, ya que su precio eléctrico industrial se ha situado en años recientes por debajo de la media de la Unión Europea, lo que constituye un activo que conviene preservar y reforzar.

GRÁFICO 3. PRECIO ELÉCTRICO PARA LA GRAN INDUSTRIA SIN IMPUESTOS, 2025.



Fuente: Eurostat

Esta cuestión no es menor para un país que aún conserva un tejido industrial relevante en sectores electrointensivos. La siderurgia, la producción de aluminio, la química, los fertilizantes, el papel o el cemento compiten en mercados globales donde el precio de la energía puede marcar la diferencia entre la viabilidad y el cierre de una planta. Las plantas de fabricación de automóviles y sus industrias paralelas tampoco son ajenas a estas dinámicas de precio.

Por otro lado, cada vez que una de estas instalaciones se traslada fuera de Europa, no solamente se pierden empleos de forma directa e indirecta, también se exportan las emisiones asociadas a su producción, que se generan igualmente, pero en países con normativas ambientales menos exigentes. Encarecer la energía en nombre del clima puede terminar empeorando el balance global de emisiones, un fenómeno conocido como fuga de carbono.

La energía como factor de prosperidad

La electrificación de la economía multiplicará en los próximos años la importancia de disponer de una electricidad abundante. El transporte por carretera, la calefacción de edificios mediante bombas de calor, los nuevos procesos industriales y, sobre todo, la expansión de centros de datos asociados a un creciente uso de la inteligencia artificial van a desplazar consumo hacia el vector eléctrico. Diversos análisis prevén que la demanda eléctrica española crezca entre un 33 y un 54 por ciento entre 2026 y 2030, para luego duplicarse hacia 2035. Solamente los centros de datos explicarían más de un tercio del incremento previsto.

Este escenario cambia los términos del debate. Durante años la prioridad fue gestionar una demanda estancada y reducir emisiones. A partir de ahora, el reto será atender un consumo creciente sin sacrificar la seguridad de suministro ni dejar a un lado la competitividad de los precios. La abundancia ha dejado de ser una aspiración y se entiende ya como una necesidad operativa. Un país que aspire a atraer inversión industrial y tecnológica debe ser capaz de ofrecer energía suficiente, estable y con precios predecibles y, en la medida de lo posible competitivos.

Los centros de datos asociados a la inteligencia artificial ilustran bien esta nueva realidad. Son instalaciones que consumen enormes cantidades de electricidad de forma continua y que eligen su ubicación, entre otros factores, en función de la disponibilidad y el precio de la energía. España aparece en los planes de las grandes tecnológicas precisamente por su potencial renovable, pero la materialización de esas inversiones depende de que la red pueda conectarlas con rapidez y de que el suministro sea fiable. La abundancia energética se convierte así en una arista vital para cualquier planteamiento de crecimiento industrial: quien disponga de energía limpia, barata y firme, atraerá sin duda más actividades de alto valor añadido.



Riesgos de escenarios de escasez o capacidad insuficiente

La abundancia mal gestionada genera sus propios problemas. En 2025, los precios eléctricos fueron negativos durante alrededor del 6 por ciento de las horas, un síntoma de exceso de generación solar que coincide con las horas centrales del día, pero que no encuentra demanda ni capacidad de almacenamiento suficiente. Ese excedente se desperdicia y, lo que es más grave, deteriora la rentabilidad de las nuevas inversiones renovables y desincentiva su despliegue.

En el otro extremo, las horas sin sol ni viento siguen exigiendo una fuente alternativa de suministro que asegure un respaldo firme y estable. Si la capacidad de almacenamiento y de interconexión no crece al ritmo de la generación variable, el sistema se vuelve simultáneamente excedentario, en unas horas, y ajustado, en otras. Resolver esa paradoja requiere planificar la abundancia con instrumentos de flexibilidad, no confiar en que la mera acumulación de paneles y aerogeneradores baste para garantizar un suministro seguro y barato en todo momento.

*“La independencia
energética
no empieza
en los parques
eólicos.*

*Empieza
en las redes”.*

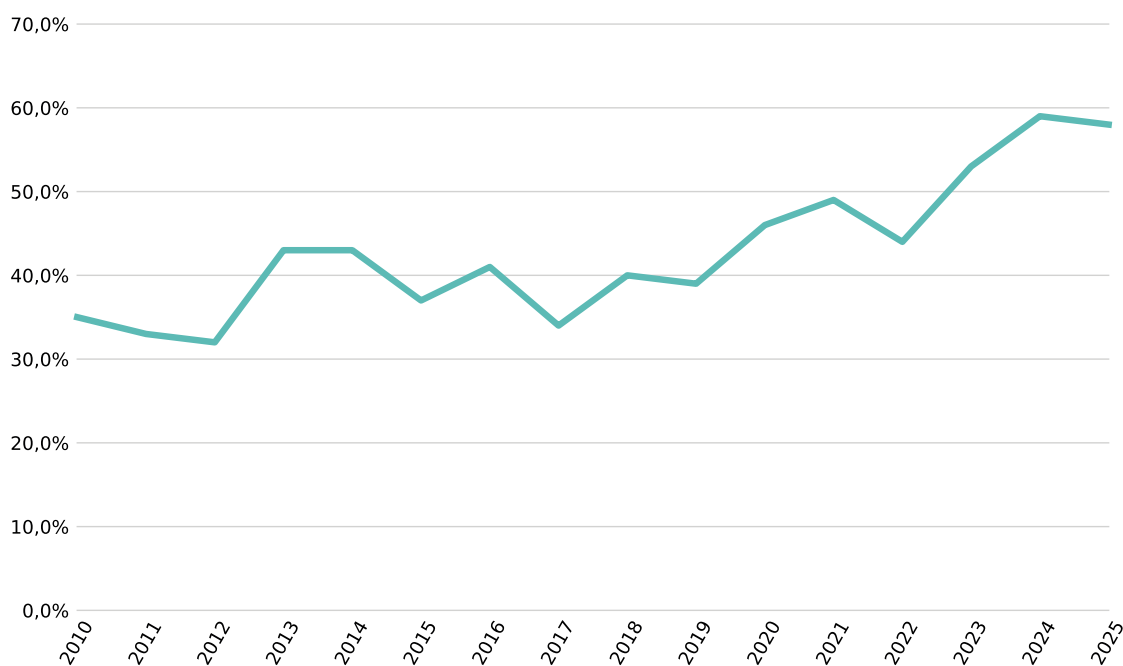


LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA ESPAÑOLA

El sistema eléctrico español ha vivido una transformación profunda. En 2025 las energías renovables aportaron el 55,5 por ciento de la generación, porcentaje que se eleva al 56,6 por ciento si se incluye el autoconsumo. La eólica fue por tercer año consecutivo la primera tecnología del sistema con un 21,6 por ciento, seguida de la nuclear con un 19 por ciento, la solar fotovoltaica con un 18,4 por ciento, el ciclo combinado de gas con un 16,8 por ciento

y la hidráulica con un 12,4 por ciento. El 11,8 por ciento restante corresponde a la cogeneración, la solar térmica, otras renovables, el carbón y los residuos. En conjunto, el 75,5 por ciento de la electricidad se generó sin emisiones de dióxido de carbono. Estas cifras corresponden al sistema eléctrico nacional; los gráficos que acompañan este informe reflejan el sistema peninsular, cuya cuota renovable en 2025 se situó en el 57,6 por ciento.

GRÁFICO 4. EVOLUCIÓN DEL PESO DE LA ENERGÍA RENOVABLE EN EL MIX DE GENERACIÓN PENINSULAR (2010-2025).



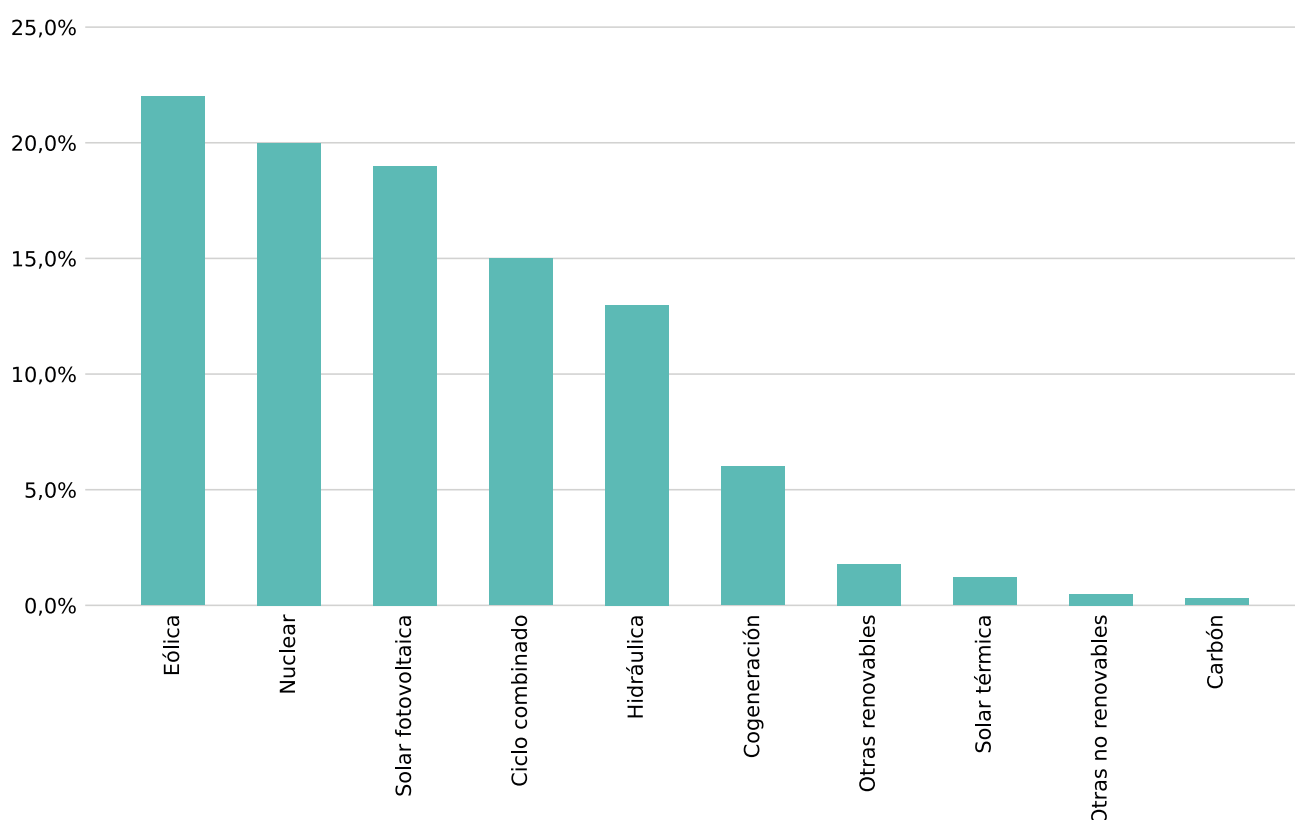
Fuente: Red Eléctrica de España



El ritmo de despliegue es notable. En 2025 el sistema incorporó más de diez gigavatios de nueva capacidad renovable, casi nueve de ellos solares, cifra que supera los once gigavatios si se contabiliza el autoconsumo, que ya

representa el 7,7 por ciento de la generación renovable. La demanda eléctrica, además, creció un 2,8 por ciento, el primer aumento sostenido del consumo tras varios años de estancamiento.

GRÁFICO 5. MIX DE GENERACIÓN ELÉCTRICA PENINSULAR, 2025.



Fuente: Red Eléctrica de España

Conviene recordar que este punto de llegada no fue lineal. España vivió un primer auge renovable a finales de la década de 2000, sostenido por primas generosas que atrajeron más de 70.000 millones de euros de inversión, pero cuyo coste al alza terminó propiciando una corrección abrupta que, al ejecutarse de manera retroactiva, provocó un escenario de inseguridad regulatoria que ha dado pie a decenas de arbitrajes internacionales que han dejado a España en una posición precaria ante los tribunales de países que han reconocido estas sentencias, valoradas en más de 2.300 millones de euros.

El fiasco de las primas renovables nos deja una lección clara.

Los incentivos deben ser estables y previsibles, puesto que la eventual introducción de modificaciones y, peor aún, la adopción de cambios retroactivos, tienen el efecto de tumbar la confianza del inversor y acaban por encarecer la financiación de proyectos en nuestro país. El despliegue actual, impulsado ya por la competitividad de costes de la tecnología más que por los incentivos que se emplearon antaño, tiene por tanto unas bases más sólidas, pero permanece sensible a la percepción de inseguridad jurídica que aún persigue a España a raíz de lo ocurrido con las primas renovables.

Avances en descarbonización

España ha completado prácticamente la salida del carbón dentro de su mix de generación eléctrica y ha reducido de forma sostenida la intensidad de carbono de su economía. El crecimiento del autoconsumo, impulsado por la caída de costes de los paneles y por las ayudas ofrecidas, ha incorporado a hogares, comercios y pequeñas empresas a la generación distribuida. Estos avances sitúan al país en una posición de liderazgo dentro de la Unión Europea en cuota de electricidad renovable.

Este balance, sin embargo, debe matizarse. La descarbonización del sistema eléctrico está relativamente avanzada, pero la electricidad supone solamente una parte del consumo final de energía. El transporte y la industria siguen dependiendo, en gran medida, de combustibles fósiles y electrificar esos usos finales no es sencillo ni asequible. Asimismo, el cierre nuclear previsto entre 2027 y 2035 se antoja como un profundo error que puede conducirnos al abandono de una fuente de generación estable y libre de emisiones. En este sentido, la experiencia de Alemania o Suecia resulta

aleccionadora y aconseja abandonar cuanto antes este camino, puesto que resulta, de hecho, contraproducente con los objetivos de descarbonización y las metas de abundancia, competitividad y seguridad de suministro.

El debate nuclear merece una reflexión serena. Las centrales nucleares aportaron en 2025 cerca del 20 por ciento de la electricidad. Lo hicieron sin emisiones y con una disponibilidad muy elevada, constituyendo justo el tipo de generación firme, fiable y estable que el modelo renovable necesita como complemento en las horas sin sol ni viento. Su cierre programado coincide además con el momento de mayor crecimiento previsto de la demanda y con la dificultad para desplegar almacenamiento al ritmo necesario.

Adelantar la retirada de esa capacidad antes de disponer de sustitutos equivalentes obligaría a recurrir a más gas, con el consiguiente aumento de emisiones y de dependencia exterior. Por tanto, es urgente abandonar el “cerrojazo” nuclear y actuar con pragmatismo, tomando nota de los nefastos resultados que han tenido este tipo de políticas en mercados antes citados como el alemán o el sueco.

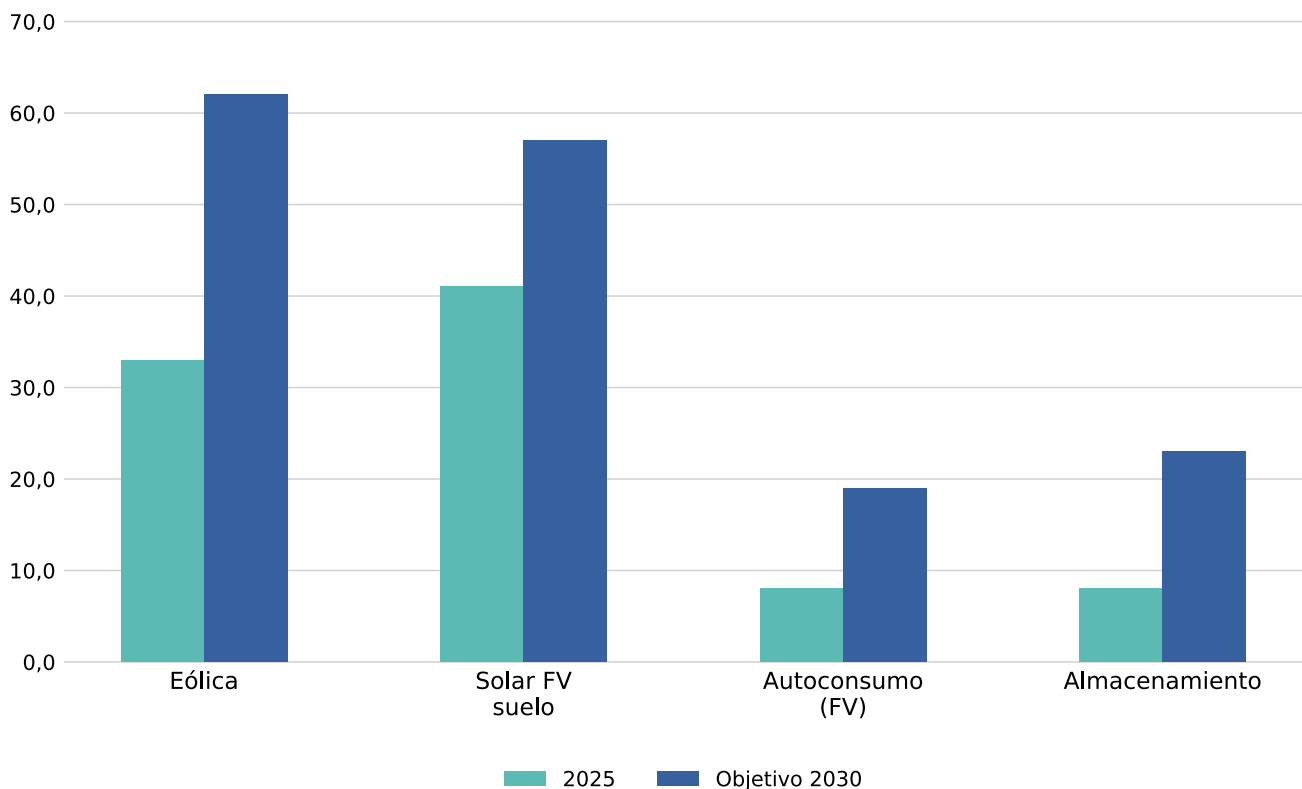


Retos para compatibilizar sostenibilidad, competitividad y seguridad

El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima fija objetivos ambiciosos para 2030: alrededor de 160 gigavatios de potencia renovable instalada, con 62 de eólica, 76 de solar fotovoltaica y 22,5 de almacenamiento, de modo que las renovables alcancen el 81% de la generación eléctrica y el 48 por ciento del consumo final de energía. Son metas exigentes que requieren mantener e incluso acelerar el ritmo de instalación.



GRÁFICO 6. CAPACIDAD INSTALADA EN 2025 FRENTE AL OBJETIVO PNIEC 2030..



Fuentes: REE y PNIEC

La distancia que queda por recorrer es considerable. A cierre de 2025 el sistema contaba con unos 41 gigavatios de solar fotovoltaica en suelo, 9 de autoconsumo y 33 de eólica, frente a objetivos de 57, 19 y 62 respectivamente. La brecha supera los 16 gigavatios en fotovoltaica en suelo, los 10 en autoconsumo y los 29 en eólica. Cerrarla en cinco años exigirá un esfuerzo inversor y constructivo

creciente, justo cuando los cuellos de botella en redes y las demoras en la tramitación administrativa amenazan con ralentizar este despliegue. Compatibilizar sostenibilidad, competitividad y seguridad de suministro pasa por resolver esos cuellos de botella, que se abordan en los dos capítulos siguientes.

INFRAESTRUCTURAS ESTRATÉGICAS PARA UNA TRANSICIÓN EXITOSA

De poco sirve generar electricidad limpia y barata si la red no puede transportarla allí hacia donde se consume. La red se ha convertido, de hecho, en uno de los principales problemas estructurales del sistema. Un número importante de los nudos de la red de transporte están saturados, lo que impide conectar nuevos proyectos renovables, aunque dispongan de autorización. Asimismo, esto obliga en ocasiones a verter generación que no encuentra salida. La planificación de la red hasta 2030 contempla inversiones valoradas en miles de millones de euros, pero su despliegue está avanzando muy por detrás de las necesidades reales del sistema.

El apagón de abril de 2025 añadió un coste adicional. Mantener el sistema dentro del llamado “modo de prevención” que debe evitar nuevos escenarios así implica actuar con más generación síncrona de respaldo y menos márgenes de seguridad, lo que ha encarecido la operación de la red en torno a un 37 por ciento, en términos interanuales. La Comisión Europea ha autorizado un plan dotado con 9.000 millones de euros para reforzar las redes y la capacidad de respuesta de las eléctricas.

Estas cifras ilustran que la inversión en redes y la apuesta por la firmeza de las mismas no es un gasto accesorio, sino que constituye la columna vertebral de un sistema seguro.

La urgencia se entiende mejor a la luz del crecimiento previsto de la demanda. Diversos análisis del sector cifran la inversión necesaria en la red de distribución entre los 4.586 y los 6.313 millones de euros para el periodo 2026-2030, cifra a la que hay que sumar miles de millones de inversiones adicionales en la red de transporte.

Si la red no se amplía y digitaliza al ritmo adecuado, se convertirá en el factor limitante de todo el proceso de descarbonización, puesto que veremos más y más proyectos renovables que no podrán evacuar su producción, así como industrias y centros de datos que no lograrán conectarse y un volumen creciente de excedentes que se desperdiciarán. La paradoja que podríamos llegar a representar sería el peor de los desenlaces posibles: un país con abundante recurso de energía renovable, pero incapaz de aprovecharlo por falta de red.

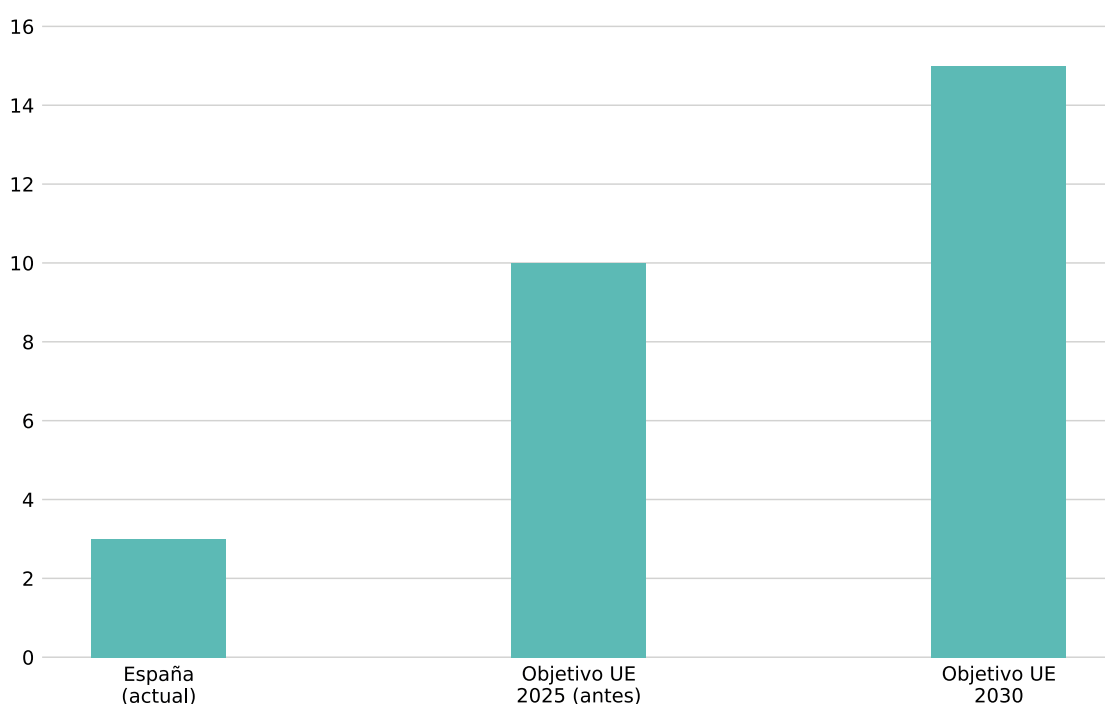


Interconexiones internacionales

España es, en materia eléctrica, prácticamente una isla. Su capacidad de interconexión con el resto de Europa equivale a cerca del 3 por ciento de la potencia instalada, muy lejos del 10 por ciento que la Unión Europea fijó como

objetivo para 2020 y del 15 por ciento comprometido para 2030. Esta debilidad tiene consecuencias directas, pues limita la capacidad de exportar los excedentes renovables en las horas de mayor producción, reduce la seguridad de suministro al impedir el apoyo de los sistemas vecinos y mantiene los precios ibéricos desacoplados de los del centro del continente.

GRÁFICO 7. CAPACIDAD DE INTERCONEXIÓN DE ESPAÑA CON EL RESTO DE EUROPA, COMO PORCENTAJE DE LA POTENCIA INSTALADA.



Fuentes: Comisión Europea y REE

El proyecto más relevante en marcha es la interconexión submarina del Golfo de Vizcaya, desarrollada por Inelfe, que puede elevar la capacidad de intercambio con Francia de 2.800 a 5.000 megavatios y cuya entrada en servicio se prevé para 2028, merced a un apoyo de 1.600 millones de euros proveniente del Banco Europeo de Inversiones. Es un paso necesario, pero deberá haber más. De momento, el desarrollo de nuevas interconexiones a través de los Pirineos se ha aplazado más allá de 2030, lo que prolonga el aislamiento del sistema en plena década decisiva. El beneficio de una mayor interconexión es doble y está bien documentado. Por un lado, permite convertir

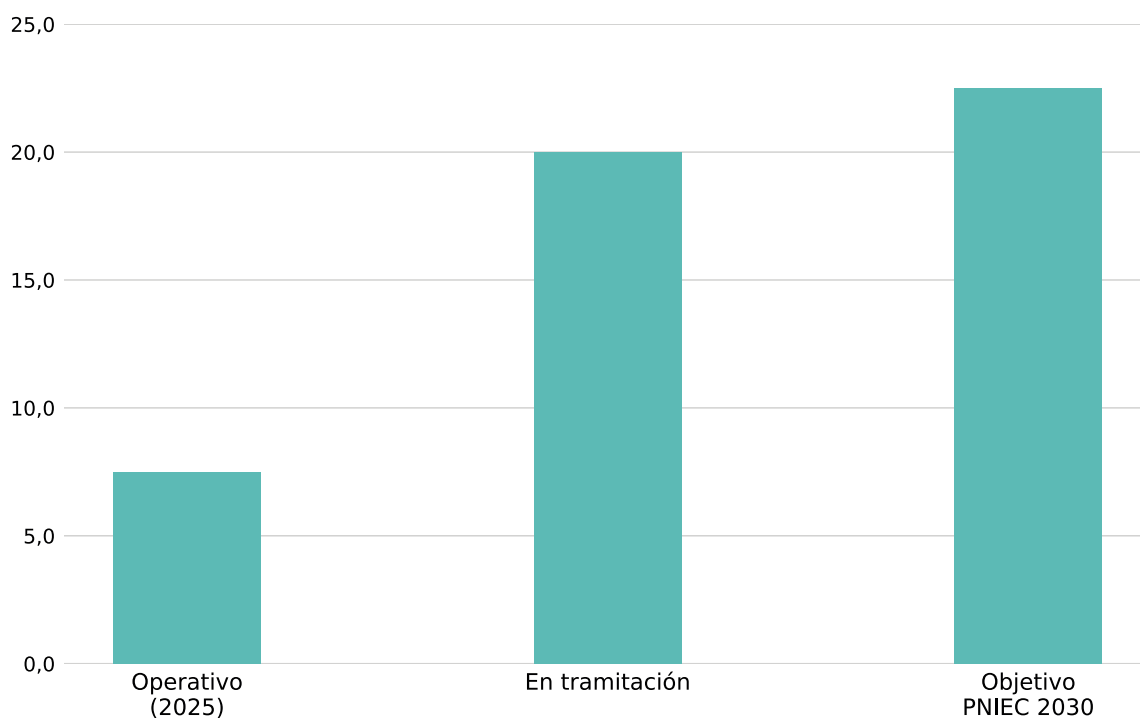
los excedentes renovables ibéricos en exportaciones de valor en lugar de en energía vertida, lo que mejora la rentabilidad de las inversiones y reduce las horas de precios negativos. Por otro, acerca los precios eléctricos españoles a los del centro de Europa y aporta seguridad de suministro al permitir el apoyo mutuo entre sistemas. La condición de isla energética priva a España de estas ventajas y constituye, junto con la tramitación administrativa, uno de los dos grandes lastres estructurales del sistema. Resolver estos retos exige voluntad política a ambos lados de los Pirineos, ya que las reticencias no son solo técnicas.

Generación renovable y almacenamiento

La cartera de proyectos renovables es amplia y suficiente para cumplir los objetivos. El problema, como se verá en el apartado siguiente, reside en su ejecución.

En cambio, el almacenamiento constituye una pieza todavía incipiente y crítica. La capacidad operativa se sitúa en torno a 7,6 gigavatios, frente a los 22,5 que fija el Plan Nacional para 2030. De esa capacidad, el bombeo hidráulico aporta el 85 por ciento (unos 6,4 gigavatios), mientras que las baterías comienzan a desplegarse ahora con fuerza.

GRÁFICO 8. ALMACENAMIENTO: DESPLIEGUE ACTUAL FRENTE AL OBJETIVO 2030.



Fuentes: sector y PNIEC

El interés del sector es evidente. Los proyectos de almacenamiento que están en tramitación superan los 20 gigavatios, muy por encima de la capacidad actual, y el ritmo de nuevas solicitudes se ha multiplicado en los últimos trimestres. Las ayudas públicas, con 244 millones de euros concedidos y 700 millones adicionales procedentes de fondos europeos, han actuado como catalizador.

Sin embargo, encontramos nuevamente que el obstáculo vuelve a ser la tramitación. Y es que, pese al volumen de proyectos en cola, apenas hay 379 megavatios que cuentan con autorización de construcción, mientras que los plazos para desbloquear algunos sistemas, como el bombeo, pueden alcanzar una década.

La lógica económica del almacenamiento es sencilla. Las baterías compran electricidad barata en las horas de exceso solar y la vierten a la red cuando escasea y su precio sube. Esto suaviza la curva de precios, reduce los vertidos y aporta la flexibilidad que el sistema necesita. Las baterías independientes, conectadas directamente a la red, y las híbridas, asociadas a un parque de generación, se instalan en plazos de apenas dos años, frente a la década que exige el bombeo hidráulico. Esta rapidez convierte al almacenamiento en baterías en la herramienta de despliegue más ágil para cerrar la brecha con los objetivos, siempre que la tramitación administrativa no lo impida. El bombeo, por su parte, sigue siendo insustituible para el almacenamiento de gran capacidad y larga duración.

Digitalización, flexibilidad y el apagón del 28 de abril de 2025

Un sistema con una elevada penetración renovable necesita flexibilidad. La gestión activa de la demanda, las baterías conectadas a la red, la hibridación de plantas y la digitalización de la operación permiten ajustar oferta y demanda en tiempo real y aprovechar los excedentes en lugar de verterlos. Estas herramientas son tan importantes como la propia generación para garantizar un suministro seguro y eficiente.

El apagón del 28 de abril de 2025 ofreció una demostración costosa de lo que está en juego. El sistema peninsular colapsó en cuestión de segundos y arrastró a Portugal, Andorra y el sur de Francia. Las estimaciones de la patronal y de los servicios de estudios situaron el impacto en el entorno de los 1.600 millones de euros y observaron una caída del consumo de los hogares del 34 por ciento ese día.

El informe de la Red Europea de Gestores de Redes de Transporte acotó las causas y subrayó la necesidad de que las renovables contribuyan al control de la tensión. La lección es clara: la firmeza, el almacenamiento y la interconexión no son opcionales, son la garantía de que la abundancia se traduce en seguridad.



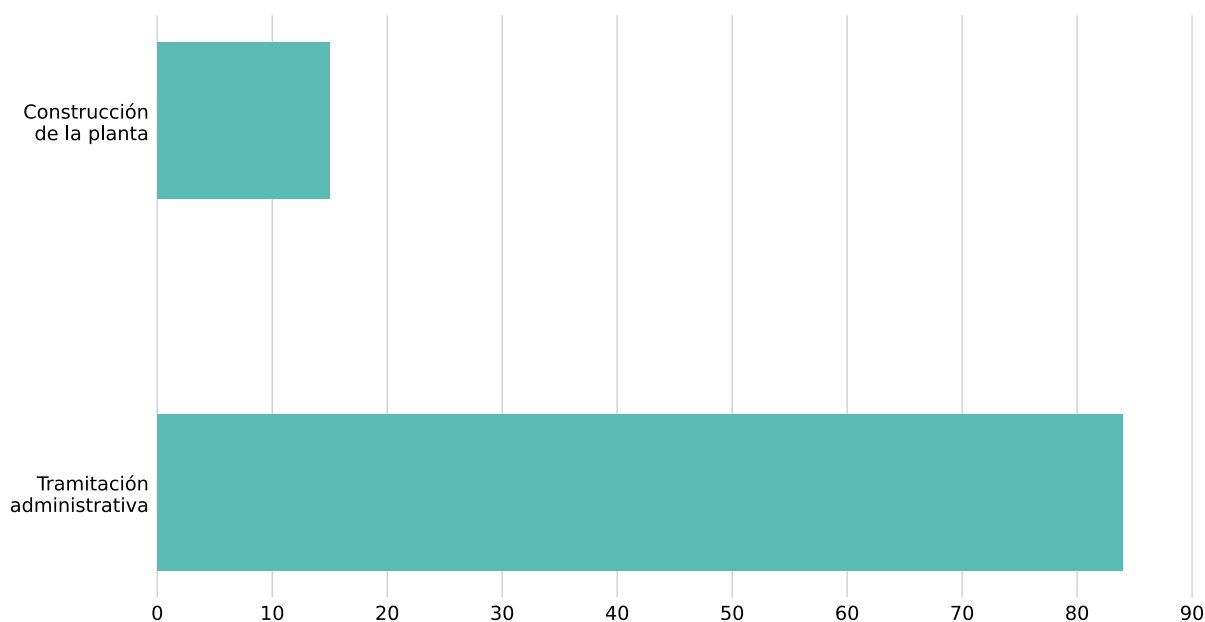
EL RETO REGULATORIO: RESOLVER EL LABERINTO BUROCRÁTICO

Quizá el mayor freno a la transición energética española no es tecnológico ni financiero, es administrativo. El país dispone de recurso natural, de proyectos y de capital dispuesto a invertir. Lo que falla es la capacidad de la Administración para resolver en plazo y permitir que sus propias autorizaciones se ejecuten. En 2025 el Ministerio para la Transición Ecológica autorizó 482 proyectos renovables, con una potencia conjunta de 8.194,5 MW. Una parte relevante de esa cartera permanece bloqueada. El bloqueo procede de la acumulación de recursos administrativos sin resolver. Numerosos proyectos que han completado toda su tramitación ambiental y cuentan

con autorización de construcción quedan en suspenso porque los recursos presentados contra ellos no se resuelven dentro de los plazos legales, lo que activa una suspensión cautelar automática.

El resultado es que inversiones ya comprometidas, con contratos de arrendamiento, pedidos de equipos y financiación bancaria en marcha, quedan congeladas durante años. La magnitud del problema es difícil de cuantificar porque la propia Administración no publica en tiempo real el estado de los expedientes, opacidad que forma parte del problema.

GRÁFICO 9. TRAMITACIÓN FRENTE A CONSTRUCCIÓN DE UNA PLANTA RENOVABLE.



Fuentes: El Mundo (sector)

Diversos análisis apuntan, además, a un uso instrumental del procedimiento. Plataformas contrarias al despliegue renovable promueven la presentación masiva de recursos prácticamente idénticos (son, de hecho, documentos descargables en sus propias páginas web, que se rellenan y remiten a las instancias competentes con el objetivo declarado de saturar la capacidad de resolución de la Administración).

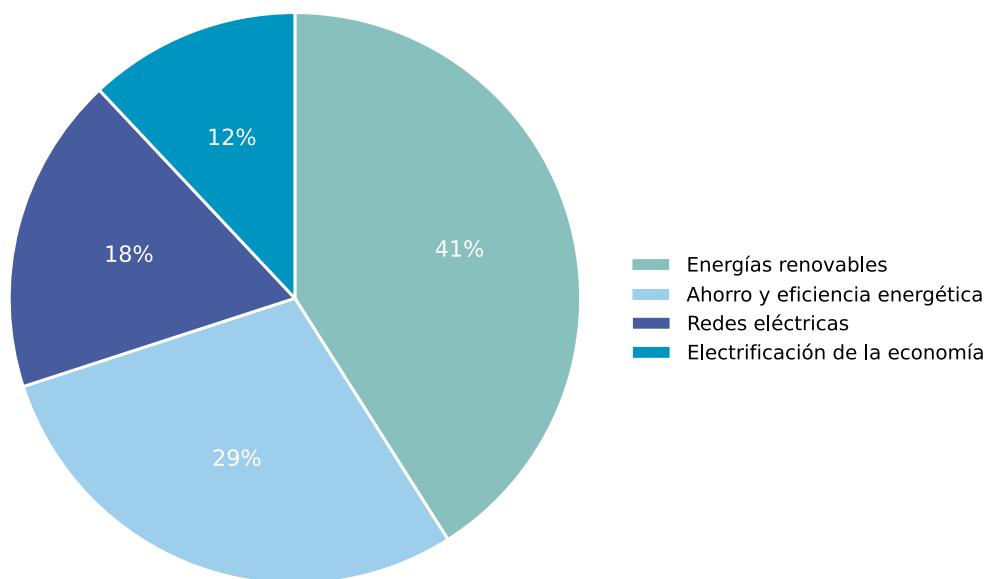
Este fenómeno, que la doctrina jurídica conoce como querulancia, desnaturaliza el legítimo derecho de participación ciudadana y lo convierte en una herramienta de bloqueo sistemático. El silencio administrativo prolongado que provoca puede constituir, de hecho, un incumplimiento del Derecho de la Unión Europea, dado que España se comprometió a desplegar una determinada capacidad renovable en plazos concretos.

Procedimientos administrativos y seguridad jurídica

La lentitud administrativa tiene un coste económico de primer orden. El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima prevé movilizar unos 294.000 millones de euros hasta 2030, mayoritariamente capital privado, y vincula el despliegue renovable a la creación de hasta 560.000 empleos. Cada gigavatio instalado genera entre 1.500 y 2.500 empleos en la fotovoltaica y entre 2.000 y 3.500 en la eólica terrestre durante la fase de construcción.

De lo anterior se puede deducir que cada gigavatio que permanece bloqueado implica la congelación de las inversiones asociadas al proyecto y la destrucción del empleo que depende de dicho desarrollo, sea de forma directa, indirecta o inducida. Esto resulta especialmente grave en las provincias del interior peninsular, donde la implantación de proyectos representa una oportunidad de desarrollo y de fijación de población.

GRÁFICO 10. INVERSIÓN PREVISTA DEL PNIEC POR ÁREA.



Fuentes: MITECO

El daño se extiende más allá de los proyectos concretos. La inseguridad jurídica deteriora la percepción de España como destino de inversión en energía limpia. Fondos de infraestructuras, grandes eléctricas europeas y fondos soberanos que habían comprometido capital en proyectos ya autorizados se encuentran ante un riesgo administrativo que no figuraba en sus modelos.

Algunos fabricantes de la cadena de valor, que habían dimensionado su capacidad productiva en función de la cartera autorizada, afrontan ahora cancelaciones de pedidos y pueden reasignar su producción a mercados con mayor certidumbre regulatoria. La seguridad jurídica es, en este contexto, un activo económico tan valioso como el propio recurso natural.

Comparación con experiencias internacionales y buenas prácticas

La comparación europea es ilustrativa. La Directiva de Energías Renovables, conocida como RED III, obligaba a los Estados miembros a transponer antes del 21 de mayo de 2025 un nuevo marco que agiliza las autorizaciones. La norma crea zonas de aceleración renovable en las que el plazo máximo de tramitación se reduce a doce meses, frente a los dos años aplicables fuera de ellas, introduce el silencio administrativo positivo y exime de la evaluación de impacto ambiental ordinaria salvo en casos de efectos significativos. España no ha completado la transposición y acumula un retraso de más de un año, lo que nos priva de instrumentos que sus competidores ya están aplicando. El incumplimiento se ha traducido en un procedimiento de infracción. El 24 de julio de 2025 la Comisión Europea envió a España, junto a otros veinticinco Estados miembros, una carta de emplazamiento por no haber notificado la transposición de la directiva, y le concedió dos meses para responder.

España solo la ha incorporado de forma parcial, a través del Real Decreto-ley 7/2025, de 24 de junio, de refuerzo del sistema eléctrico, y de un proyecto de real decreto de fomento de los combustibles renovables todavía en tramitación. A la fecha de cierre de este informe, a mediados de 2026, el expediente sigue en esa primera fase de carta de emplazamiento: la Comisión no ha emitido aún un dictamen motivado ni ha remitido el asunto al Tribunal de Justicia de la Unión Europea, paso que en este

mismo expediente solo ha dado, de momento, frente a un grupo reducido de Estados. La amenaza es real, porque el siguiente escalón del procedimiento puede acarrear sanciones económicas.

Alemania ofrece un contraste elocuente. Tras declarar las energías renovables como un sector de interés público superior y obligar a las regiones a reservar en torno al 2 por ciento de su territorio para implantar generación eólica, el plazo medio de autorización se redujo a 17 meses. En 2025, el gobierno teutón autorizó permisos para 20,8 gigavatios de eólica terrestre, lo que significa multiplicar por cinco los registros que venían dándose apenas cuatro años antes.

Dinamarca, con la mitad de su electricidad de origen eólico, confirma que la integración masiva de renovables es viable cuando el marco regulatorio acompaña. El país nórdico también ha introducido sistemas de tramitación acelerados que, al igual que ocurre en Alemania, han facilitado este despliegue.

Estas experiencias demuestran que agilidad administrativa y control público no son incompatibles. La presunción de legalidad de las autorizaciones, los plazos vinculantes, la ventanilla única y la limitación del uso abusivo de recursos permiten compatibilizar la participación ciudadana con la rapidez que exige la inversión.

El coste de la inacción es elevado y creciente. Mientras Alemania ha quintuplicado sus permisos eólicos, España deja caducar autorizaciones y observa cómo fondos de infraestructuras, grandes eléctricas europeas y fabricantes se comprometen con otros mercados, en vez de con nuestro país.



TABLA 1. PROCEDIMIENTOS DE AUTORIZACIÓN DE RENOVABLES: COMPARATIVA EUROPEA.

PAÍS	TRANSPOSICIÓN RED III	PLAZO / PROCEDIMIENTO	RASGO DISTINTIVO
Objetivo RED III	Obligatoria desde mayo de 2025	12 meses en zonas de aceleración (+6); 24 meses fuera; silencio positivo	Marco europeo común a todos los Estados
Alemania	Aplicada ampliamente	17 meses de media en eólica terrestre	Interés público superior; 2% del territorio para eólica; permisos x5 (20,8 GW en 2025)
Italia	Avanzada (78% de las medidas)	Reducción de plazos en curso	De los más adelantados en la transposición
Francia	Parcial (22%; expedientada)	Plazos históricamente largos	Su parque nuclear alivia la presión sobre el precio
Portugal	En transposición	Tramitación con ventanilla única	Interconexión del 10%; referencia ibérica
España	Transposición parcial; carta de emplazamiento (jul. 2025)	5-7 años; DIA de 12-14 meses	Atasco por acumulación de recursos; más de un año de retraso

Fuentes: Comisión Europea

La capacidad de un país para atraer capital en energía limpia se ha convertido en una variable competitiva. En este terreno España está perdiendo posiciones frente a Alemania o Dinamarca, pero también en comparación con Francia, Italia o Portugal – y todo por una razón que no tiene que ver con los recursos renovables al alcance de

cada país ni con la rentabilidad de los proyectos, sino con la calidad de los procesos de la Administración. Reformar la tramitación es, probablemente, la política de mayor impacto y menor coste presupuestario que el país puede acometer en materia energética.





CASOS DE



ESTUDIO

CASOS DE ESTUDIO

Los capítulos anteriores han sostenido que el principal freno de la transición energética española no es tecnológico ni financiero, sino administrativo. España dispone de recursos renovables, de proyectos y de capital dispuesto a invertir; lo que falla es la capacidad de la Administración para resolver en plazo y permitir que sus propias autorizaciones se ejecuten. Los tres casos que siguen son un ejemplo de este diagnóstico.

Se trata de tres proyectos de almacenamiento con baterías promovidos por Sungrow en Vall d'Uixó (Castellón), maduros y alineados con las prioridades energéticas del país, cuya tramitación permanece paralizada en distintas subdirecciones generales del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.



Tres proyectos de almacenamiento en Vall d'Uixó

Sungrow es una de las compañías de referencia mundial en tecnología de energías renovables, con más de veintiocho años de experiencia en soluciones para convertir, almacenar y gestionar energía limpia, y ha sido reconocida por BloombergNEF entre los fabricantes más fiables del mundo en inversores fotovoltaicos y sistemas de almacenamiento. En España impulsa una cartera de siete proyectos de almacenamiento con baterías repartidos entre Castellón, Galicia, Almería y Navarra, con una potencia instalada conjunta superior a 340 megavatios. El grueso de esa apuesta se concentra en Vall d'Uixó, donde promueve tres iniciativas: BESS Cuevas, ALM Vadux Solar y ALM Julben Solar.

Los tres proyectos comparten parte de la infraestructura de conexión mediante una subestación colectora vinculada a la subestación de Vall d'Uixó de 220 kilovoltios, lo que los convierte en un conjunto técnicamente interdependiente. Sumados, representan 171,5 megavatios de potencia instalada, más de 700 megavatios hora de capacidad física de almacenamiento y cerca de 150 millones de euros de inversión productiva. Esa capacidad equivale a proporcionar energía de respaldo a unos 100.000 hogares durante cuatro horas consecutivas en los momentos críticos de demanda, y generaría alrededor de un millón de euros anuales de ingresos locales a través del impuesto de actividades económicas y del impuesto sobre bienes inmuebles.

El interés estratégico de estos proyectos se entiende a la luz de lo expuesto en el capítulo sobre infraestructuras. El almacenamiento es hoy la pieza que falta del sistema eléctrico español. El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima fija un objetivo de 22,5 gigavatios de almacenamiento para 2030, pero el país cerró 2025 con apenas 3.427 megavatios de potencia instalada contabilizada por el operador del sistema, de los cuales solo 96 megavatios correspondían a baterías. La distancia

que separa la capacidad actual del objetivo es enorme y debe cubrirse en menos de cuatro años. Al mismo tiempo, la utilidad del almacenamiento ya no es una hipótesis: durante 2025 los sistemas de bombeo y baterías permitieron integrar 9.213 gigavatios hora de energía, un 6,2 por ciento más que el año anterior.

El propio Gobierno ha reconocido la urgencia. El Real Decreto 997/2025 señala que acelerar la tramitación de las instalaciones de almacenamiento es determinante para garantizar la seguridad y la estabilidad del sistema, y tras el apagón del 28 de abril de 2025 el Ejecutivo situó el almacenamiento y la flexibilidad entre los elementos llamados a reforzar la resiliencia de la red, reducir costes para los consumidores y aprovechar mejor la generación existente. Cada mes que un proyecto maduro permanece bloqueado es un mes en el que esa capacidad no se incorpora al sistema.

La ubicación añade una dimensión industrial que conviene subrayar. La provincia de Castellón concentra el 93,9 por ciento de la actividad cerámica nacional, un clúster que sostiene en torno a 20.400 empleos y aporta cerca del 29 por ciento del producto interior bruto provincial. Se trata de un tejido productivo intensivo en consumo energético, para el que disponer de un sistema estable, flexible y competitivo no es una cuestión accesorio, sino una condición de supervivencia. El emplazamiento resulta además relevante para la estabilidad del Corredor del Mediterráneo y su interconexión con las Islas Baleares. Como se argumentó en el capítulo sobre la abundancia energética, la energía firme y a precios predecibles es un factor de competitividad industrial de primer orden.

Estos proyectos no parten de cero. Durante los últimos años, Sungrow ha mantenido una interlocución constante con el Ayuntamiento de Vall d'Uixó, la Generalitat Valenciana y la Subdelegación del Gobierno en Castellón, y ha trabajado con los servicios técnicos municipales, autonómicos y ambientales para encontrar ubicaciones viables e incorporar los condicionantes exigidos. El resultado es un elevado grado de madurez técnica, territorial y administrativa. Y, sin embargo, los tres expedientes están detenidos en el Ministerio, cada uno en un punto distinto del procedimiento. A continuación se examinan por separado.

CASO 1 BESS CUEVAS



BESS Cuevas es una instalación de almacenamiento independiente, conectada directamente a la red, con 55 megavatios de potencia instalada y una capacidad de acceso de 55 megavatios tanto de generación como de consumo. Su inversión estimada supera los 40 millones de euros y se conecta, a través de la subestación colectora compartida, a la subestación de Vall d'Uixó de 220 kilovoltios. Es, de los tres, el proyecto con la función más nítida de batería en régimen autónomo, la modalidad de almacenamiento que hoy penetra con más fuerza en el sistema español.

Una batería al servicio del sistema

La lógica económica y técnica de un activo como este es sencilla. La batería compra electricidad en las horas de exceso de generación solar, cuando el precio es bajo e incluso negativo, y la devuelve a la red cuando la demanda es más elevada y el precio sube. Con ello suaviza la curva de precios, reduce los vertidos de energía renovable que hoy se desperdician y aporta firmeza a un sistema cada vez más dependiente de fuentes variables. Sus cuatro horas de duración le permiten cubrir precisamente las puntas de demanda de última hora de la tarde, cuando la producción solar decae y el sistema queda más tensionado. A esa función de arbitraje se suma otra que ha cobrado especial relevancia tras el apagón del 28 de abril de 2025: la aportación de servicios de ajuste y de respuesta rápida. Un sistema con elevada penetración renovable necesita recursos capaces de reaccionar en segundos ante desequilibrios entre generación y demanda, y las baterías son, por su velocidad de respuesta, una de las herramientas más eficaces para esa tarea. El informe europeo sobre el incidente ibérico subrayó precisamente la necesidad de reforzar la firmeza y el control del sistema, funciones a las que un proyecto como BESS Cuevas contribuye directamente.

Conviene recordar, además, que las baterías independientes pueden desplegarse en plazos de alrededor de dos años, muy por debajo de la década que exige un bombeo hidráulico. Son, por tanto, la vía más ágil para cerrar la brecha que separa a España de su objetivo de 22,5 gigavatios de almacenamiento en 2030. La condición para que esa agilidad se traduzca en capacidad real es que la tramitación administrativa no la neutralice, que es exactamente lo que hoy no ocurre.





Dónde está atascado

En el caso de BESS Cuevas, la fase de consultas correspondiente a la autorización administrativa previa y a la autorización administrativa de construcción ya ha finalizado. La Subdelegación del Gobierno en Castellón ha remitido los informes de los organismos consultados a la Subdirección General de Infraestructuras e Integración del Sistema Energético. El proyecto continúa, no obstante, pendiente de que esa subdirección emita las dos autorizaciones. Al superar los 50 megavatios, la competencia para resolver corresponde a la Administración General del Estado, lo que sitúa el expediente en el corazón del Ministerio.

Es el retrato más puro del cuello de botella descrito en el capítulo sobre el reto regulatorio: no falta información, no faltan informes, no hay una objeción técnica identificada; falta la resolución administrativa que convierte una tramitación completa en una autorización ejecutable. Mientras esa firma no llega, una inversión de más de 40 millones de euros permanece congelada, con los contratos, los pedidos de equipos y la financiación

en suspenso. El expediente de BESS Cuevas refleja, además, un dato llamativo: de los más de 20 gigavatios de almacenamiento en tramitación en España, apenas 379 megavatios contaban con autorización de construcción. Detrás de esa cifra hay decenas de proyectos maduros que, como este, aguardan una resolución.

El coste de la espera

Cada mes de retraso pospone la incorporación de 55 megavatios de almacenamiento firme a un sistema que los reclama, aplaza la actividad económica asociada a la construcción y la operación, demora los ingresos fiscales del municipio y retrasa la contratación de empresas y proveedores locales. Y, sobre todo, traslada al inversor una señal de imprevisibilidad que, repetida a escala nacional, deteriora el atractivo de España como destino de capital en energía limpia. Un proyecto que ha completado su tramitación y que solo espera una firma es, precisamente, el tipo de expediente que una Administración eficaz resolvería con rapidez para enviar la señal contraria.



CASO 2

ALM VADUX SOLAR

ALM Vadux Solar es la segunda de las tres instalaciones. Cuenta con 55 megavatios de potencia instalada y una capacidad de acceso de 52 megavatios de generación y 52 de consumo, y se integra en la infraestructura de conexión compartida por los tres proyectos. Forma parte, junto a BESS Cuevas y ALM Julben Solar, del conjunto que moviliza cerca de 150 millones de euros y más de 700 megavatios hora de capacidad de almacenamiento.



Atascado en la evaluación ambiental

A diferencia de BESS Cuevas, cuyo expediente aguarda la autorización de construcción, ALM Vadux Solar está detenido en un punto anterior del procedimiento: la evaluación ambiental. El proyecto se encuentra pendiente de que la Subdirección General de Evaluación Ambiental emita su informe de impacto ambiental. La tramitación se sigue por la vía de la evaluación ambiental simplificada, prevista para proyectos de menor impacto, y sin embargo acumula ya más de un año de tramitación, un plazo que multiplica con creces el que la propia normativa contempla para este tipo de procedimiento. Durante ese tiempo se han producido además retrasos en la emisión de informes por parte de algunos de los organismos consultados.

La paradoja de la evaluación simplificada

El caso ilustra una disfunción concreta y de largo alcance. Una instalación de baterías tiene un impacto ambiental reducido y en gran medida reversible, muy inferior al de otras infraestructuras energéticas, y por eso se tramita por el procedimiento simplificado. Que ese procedimiento, pensado precisamente para ser más ágil, se prolongue más de un año revela que el problema no está en la naturaleza del proyecto, sino en la capacidad de respuesta de la Administración. Como se explicó en la sección sobre el reto regulatorio, la declaración de impacto ambiental es el trámite más temido del proceso, hasta el punto de que, según estimaciones del sector, alrededor de una décima parte de los proyectos en tramitación permanece cerca de cuatro años a la espera de esa resolución.

Hay, además, un eslabón que conecta directamente con lo expuesto sobre el reto regulatorio. La Directiva RED III crea zonas de aceleración renovable en las que el



plazo máximo de tramitación se reduce a doce meses, introduce el silencio administrativo positivo y exime de la evaluación de impacto ambiental ordinaria salvo en casos de efectos significativos. España no ha transpuesto todavía esa directiva, lo que le ha valido la apertura de un procedimiento de infracción por parte de la Comisión Europea. La consecuencia práctica es que proyectos como ALM Vadux Solar no pueden acogerse a los instrumentos de agilización que ya están disponibles para sus competidores en otros países europeos, y quedan sujetos a un procedimiento que, en la práctica, carece de plazos efectivos.

La opacidad como agravante

A la demora se suma una carencia que agrava sus efectos: la falta de un canal directo de interlocución institucional. Hasta el momento, la relación con el Ministerio se ha limitado a los canales generales de consulta, sin un cauce que permita conocer con precisión el estado del expediente, identificar qué informes o actuaciones siguen

pendientes, entender los motivos que impiden avanzar o disponer de una previsión orientativa de plazos. Esta opacidad tiene consecuencias muy concretas: dificulta la planificación de la inversión, la contratación de proveedores, la organización de las obras y la definición del calendario de ejecución.

La lección de ALM Vadux Solar es que la agilidad administrativa no depende solo de los plazos formales, sino de la coordinación entre organismos y de la existencia de una interlocución que aporte visibilidad. Un proyecto de bajo impacto y alto valor sistémico puede quedar bloqueado durante más de un año no por una objeción sustantiva, sino por la acumulación de silencios y por la ausencia de un procedimiento que priorice los expedientes maduros. Corregir esa disfunción no exige rebajar ninguna garantía ambiental, sino dotar a la Administración de la capacidad y la organización necesarias para resolver en los plazos que la ley ya establece.



CASO 3

ALM JULBEN SOLAR

ALM Julben Solar es el mayor de los tres proyectos, con 61,5 megavatios de potencia instalada y una capacidad de acceso de 58 megavatios de generación y 58 de consumo. Al igual que ALM Vadux Solar, se conecta mediante la infraestructura compartida y se encuentra pendiente del informe de impacto ambiental de la Subdirección General de Evaluación Ambiental, con la misma tramitación por la vía simplificada que se prolonga más de lo previsto.

Un bloqueo que arrastra al conjunto

Su interés añadido reside en la interdependencia del conjunto. Los tres proyectos comparten la subestación colectora que los enlaza con la red de 220 kilovoltios, de modo que el bloqueo de uno condiciona a los demás. El atasco ambiental de ALM Vadux Solar y ALM Julben Solar no solo retrasa esos dos proyectos, sino que compromete la puesta en servicio ordenada del conjunto y, con ella, la incorporación de los más de 700 megavatios hora de almacenamiento que suman los tres. Es un ejemplo de cómo un cuello de botella puntual en una subdirección general puede propagarse a una cartera entera de inversión, de manera que el sistema no pierde un proyecto aislado, sino un bloque completo de flexibilidad.

Esta interdependencia tiene una lectura de política pública. Cuando varios expedientes maduros y vinculados entre sí dependen de una misma unidad administrativa que se encuentra saturada, el efecto multiplicador de la parálisis se dispara. Priorizar la resolución de conjuntos de proyectos coherentes, en lugar de tratarlos como expedientes inconexos, es una de las mejoras de gestión de mayor impacto y menor coste que la Administración podría adoptar.

El riesgo de la reasignación del capital

El riesgo último es el descrito en el capítulo sobre el reto regulatorio: la reasignación del capital. Los fondos que financian estos proyectos comparan geografías, y la falta de previsibilidad administrativa empuja a redirigir la inversión hacia mercados con calendarios que ofrecen mayor certidumbre. España compite por atraer este capital, y en esa competición la calidad de su Administración es un factor tan decisivo como su recurso renovable. Existe, de hecho, un mercado consolidado de proyectos autorizados que cambian de manos, con precios que han llegado a situarse entre los 140.000 y los 180.000 euros por megavatio; esa valoración refleja tanto el valor de una autorización como la dificultad de obtenerla. Un proyecto maduro que permanece paralizado es capital inmovilizado y, con el tiempo, capital en riesgo de fuga.





Competitividad industrial y territorio

Tampoco debe ignorarse la dimensión territorial. El clúster cerámico de Castellón necesita un suministro estable y una frecuencia eléctrica firme para el funcionamiento continuo de sus hornos, y sostiene 20.400 empleos y cerca del 29 por ciento del producto interior bruto provincial. Un entorno energético más robusto refuerza la competitividad de ese tejido, favorece la atracción de nuevas inversiones industriales y contribuye a la estabilidad del Corredor del Mediterráneo y de la interconexión con Baleares. La energía firme y competitiva es un factor directo de la capacidad industrial de un territorio.



Qué reclaman estos casos

Por último, es preciso resaltar que Sungrow no solicita rebajar los controles técnicos, ambientales o administrativos, ni recibir un trato de favor. Pide que se resuelvan los trámites pendientes, que se establezca un canal directo de interlocución con las unidades responsables, que se conozcan los motivos que impiden avanzar y que se acuerde una hoja de ruta con una secuencia previsible de próximos hitos.

Son exactamente las medidas que este informe propone con carácter general en el siguiente apartado: priorizar los expedientes maduros, fijar plazos vinculantes, dar visibilidad al estado de la tramitación y dotar a la Administración de la capacidad para resolver en tiempo. Los tres proyectos de Vall d'Uixó demuestran que el margen de mejora no exige ni nuevas tecnologías ni más recursos naturales, sino voluntad de gestión. Desbloquearlos no significa rebajar garantías, sino convertir en capacidad real de almacenamiento unas iniciativas que ya han recorrido una parte sustancial de su desarrollo.

Son, en definitiva, la traducción concreta de la tesis central de este trabajo: la transición se acelera removiendo barreras y dando certidumbre, no multiplicando trámites.

CASO 4

LA INTERCONEXIÓN DEL GOLFO DE VIZCAYA

Los tres casos anteriores ilustran el atasco de proyectos concretos ante la Administración. El cuarto cambia de escala y de naturaleza, ya que se trata de la mayor infraestructura de interconexión eléctrica que España tiene en marcha: la conexión submarina del Golfo de Vizcaya. Es un ejemplo distinto, porque aquí el obstáculo no es un expediente paralizado, sino la enorme complejidad técnica, financiera y diplomática que exige construir la infraestructura estratégica de la que depende que España deje de ser una isla energética.

El proyecto lo desarrolla Inelfe, la sociedad participada al cincuenta por ciento por Red Eléctrica de España y su homóloga francesa RTE. Consiste en dos enlaces de corriente continua de alta tensión, de 1.000 megavatios cada uno, que unirán Gatika, en Vizcaya, con Cubnezais, cerca de Burdeos, mediante un trazado íntegramente subterráneo y submarino de unos 400 kilómetros, de los cuales cerca de 300 discurren por el mar. Su coste previsto ronda los 2.850 millones de euros, con un margen de riesgo adicional de 250 millones, y cuenta con el respaldo de 1.600 millones del Banco Europeo de Inversiones. Las obras arrancaron en 2023 y la entrada en servicio se prevé para 2028.



Una isla mal conectada

Conviene dimensionar el punto de partida. La capacidad de intercambio de la península con el resto de Europa equivale a cerca del 3 por ciento de su potencia instalada, frente al 10 por ciento que la Unión Europea fijó como objetivo para 2020 y el 15 por ciento comprometido para 2030. Casi toda esa capacidad se concentra en la

frontera con Francia, porque Portugal forma parte de la misma isla ibérica; el último gran refuerzo, la línea entre Santa Llogaia y Baixas, entró en servicio en 2015, y desde entonces el nivel de interconexión apenas se ha movido. La comparación europea es reveladora: mientras los países bálticos alcanzan niveles de interconexión de entre el 40 y el 60 por ciento, España sigue entre los Estados peor conectados del continente.

La persistencia de ese aislamiento tiene una explicación tanto técnica como política. El macizo pirenaico encarece y complica el trazado de nuevas líneas, y varios proyectos de cruce terrestre han chocado con la oposición local y con la reticencia de Francia, que cuenta con un sistema mayoritariamente nuclear y menos incentivos para reforzar sus conexiones con la península. Esa es la razón por la que la nueva interconexión discurre por el mar, un trazado técnicamente más exigente y más caro, pero que evita atravesar los Pirineos. Superar la condición de isla, por tanto, no depende solo de la voluntad española, sino de una negociación europea en la que España debe hacer valer que su aislamiento perjudica al conjunto del mercado interior.

Por qué importa: salir de la isla energética

Como se ha indicado anteriormente, España es prácticamente una isla energética. Puesto que la península ibérica solo se conecta con el continente a través de Francia, esa cifra depende casi por completo de los enlaces pirenaicos. El Golfo de Vizcaya elevará la capacidad de intercambio con Francia de 2.800 a 5.000 megavatios, casi el doble, y constituye por ello el avance más relevante en esta materia en dos décadas.

El beneficio es doble. Por un lado, una mayor interconexión permite convertir los excedentes renovables ibéricos en exportaciones de valor en lugar de en energía vertida, lo que mejora la rentabilidad de las inversiones y reduce las horas de precios negativos. Por otro, acerca los precios eléctricos españoles a los del centro de Europa y aporta



seguridad de suministro, al permitir el apoyo mutuo entre sistemas en episodios de tensión como el que provocó el apagón del 28 de abril de 2025. La condición de isla energética priva a España de estas ventajas y encarece su transición.

El valor económico de estas conexiones es tangible. Las interconexiones con Francia y Portugal generaron en 2024 alrededor de 71 millones de euros de ingresos por congestión para el sistema español, y permiten arbitrar precios entre mercados, exportando cuando sobra generación barata e importando cuando escasea. Cada megavatio de capacidad adicional reduce las horas en que el excedente renovable se vierte sin remuneración y acerca el precio mayorista español al del centro de Europa, en beneficio tanto de la industria como de los hogares.

El valor de estas conexiones para la seguridad de suministro se puso de manifiesto durante el apagón del 28 de abril de 2025. La interconexión con Francia fue una de las vías que ayudaron a restablecer el suministro en la península, un recordatorio de que un sistema mejor conectado es también un sistema más resistente ante incidentes graves. En el día a día, una mayor capacidad de intercambio permitiría además integrar más generación renovable: buena parte de la energía solar que hoy se vierte en las horas centrales por falta de demanda o de almacenamiento podría exportarse, reduciendo los episodios de precios negativos que penalizan la rentabilidad de las nuevas instalaciones.

Un avance necesario pero insuficiente

Pese a su magnitud, el Golfo de Vizcaya no basta por sí solo para acercar a España al objetivo del 15 por ciento, y las nuevas interconexiones a través de los Pirineos se han aplazado más allá de 2030. La propia historia del proyecto, con más de una década entre los primeros estudios y su entrada en servicio, y con un coste que ha ido revisándose al alza, ilustra hasta qué punto la infraestructura

estratégica exige una planificación sostenida, financiación estable y voluntad política a ambos lados de la frontera. A diferencia de los expedientes de Sungrow, aquí el cuello de botella no es solo administrativo, sino de coordinación binacional y de ambición inversora.

El proyecto ilustra también la magnitud del esfuerzo que exige esta clase de infraestructura. Su coste, repartido entre los reguladores francés y español, se ha revisado al alza a medida que avanzaban las obras, y ha requerido financiación europea y del Banco Europeo de Inversiones. Las estaciones conversoras de Gatika y Cubnezais y los casi 400 kilómetros de cable submarino y terrestre constituyen una obra de ingeniería de primer orden. Que un enlace de esta envergadura tarde más de una década desde su concepción hasta su puesta en servicio explica por qué las interconexiones no pueden abordarse como proyectos ocasionales, sino como una política de Estado sostenida en el tiempo.

Situado en el marco de este informe, el caso del Golfo de Vizcaya encierra una paradoja instructiva. España defiende su autonomía estratégica y su independencia energética, pero esa independencia no equivale al aislamiento: un sistema bien interconectado es más seguro, más barato y más capaz de exportar sus excedentes renovables. Reforzar las conexiones con Europa y, al mismo tiempo, desatascar los proyectos internos son dos caras de la misma política, la de convertir el potencial renovable del país en una ventaja real. Dejar que las interconexiones pendientes se deslicen indefinidamente más allá de 2030 supondría renunciar a una parte sustancial de esa ventaja.

Salir de la isla energética es una prioridad estratégica que no puede quedar relegada a un horizonte indefinido. Si el país aspira a aprovechar plenamente su recurso renovable y a integrarse en el mercado europeo, necesita tratar las interconexiones con la misma urgencia con que aborda la generación, evitando que la planificación de red vuelva a posponer los enlaces pendientes. El Golfo de Vizcaya demuestra que estas infraestructuras son posibles; también recuerda que, sin una prioridad política clara, tardan demasiado en llegar.

CASO 5

EL ATASCO EN LA EJECUCIÓN DE LOS FONDOS EUROPEOS PARA LA DESCARBONIZACIÓN

El último caso no es un proyecto concreto, sino un problema transversal que amenaza con vaciar de contenido buena parte de la política de descarbonización: la lenta ejecución de los fondos europeos. España es el principal receptor del mecanismo NextGenerationEU, con alrededor de 163.000 millones de euros asignados a través del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia, una cuantía equivalente a más del 12 por ciento del PIB. Una parte sustancial de ese dinero está destinada, directa o indirectamente, a la transición energética.

El grueso de esa apuesta se canaliza a través de los proyectos estratégicos, los PERTE. A finales de 2025 el Gobierno había aprobado trece de ellos, con una dotación conjunta de 41.183 millones de euros en subvenciones y préstamos. El de mayor presupuesto comprometido es, precisamente, el de energías renovables, hidrógeno y almacenamiento, con unos 9.000 millones. Sobre el papel, es la mayor inyección de capital público para la transición energética que ha conocido el país. El problema no está en la dotación, sino en la capacidad de convertirla en proyectos ejecutados.



La brecha entre lo asignado y lo ejecutado

Los datos oficiales, aun mostrando avances, revelan el problema de fondo. A 31 de marzo de 2026 se habían asignado a proyectos 79.854 millones de euros en subvenciones, de los que se habían resuelto convocatorias por 66.982 millones; sumados los desembolsos ya recibidos de Bruselas, España superaba el 75 por ciento de los fondos transferidos. Ese avance nominal, sin embargo, oculta una brecha considerable entre lo que se compromete sobre el papel y lo que llega de verdad a la economía.

Esa brecha se mide de varias maneras, y todas apuntan en la misma dirección. Existe una diferencia de 27.000 millones de euros entre los fondos convocados y los finalmente adjudicados al tejido productivo. Además, el gasto realmente ejecutado en términos de contabilidad nacional apenas ronda los 39.000 millones, muy por debajo de los más de 67.000 resueltos, de modo que el impacto sobre el crecimiento sería menor de lo previsto. La velocidad de pago lo confirma: en 2025 los pagos efectivos representaron solo el 18,7 por ciento de los créditos disponibles, un 46,8 por ciento en las ayudas directas y apenas un 8,6 por ciento en las operaciones financieras.

El desequilibrio entre reformas e inversiones, y entre subvenciones y préstamos, completa el cuadro. España ha completado el 87 por ciento de las reformas comprometidas, pero solo ha materializado el 35 por ciento de las inversiones, con 223 hitos aún pendientes a pocos meses del cierre. El tramo de préstamos es el gran fracaso operativo: de los 83.200 millones que España llegó a solicitar, renunció al 73 por ciento, reduciéndolos a 22.700, y de los 25.000 millones reconocidos como activos financieros solo se habían formalizado unos 6.000. Líneas como ICO-Verde vieron recortada su ambición de 30.000 millones a apenas 900 por falta de demanda.



En el marco financiero 2014-2020, España había absorbido a septiembre de 2020 apenas un 35 por ciento de los fondos europeos que tenía asignados, a falta de tres años para agotar el plazo. Ahora el reloj es mucho más exigente, puesto que las medidas deben estar cumplidas el 31 de agosto de 2026 y la última solicitud de pago presentarse en septiembre. Esta situación pone en riesgo 32.000 millones de euros de recursos si no se certifican a tiempo los hitos pendientes. Cualquier importe no ejecutado o devuelto acabaría engrosando el déficit público.

Los PERTE de la transición, entre los rezagados

La fotografía de los PERTE confirma el diagnóstico. A finales de 2025, los trece proyectos estratégicos habían movilizado 24.293 millones de euros en convocatorias, de los que se habían resuelto 18.554, de manera que quedaba en torno al 21 por ciento por adjudicar. El tramo de préstamos resulta casi anecdótico: del conjunto de los PERTE apenas se habían concedido 703 millones en créditos. Los ejemplos en materia energética son elocuentes. El PERTE de renovables, hidrógeno y almacenamiento, el de mayor presupuesto, había concedido 1.223 millones a siete valles de hidrógeno, pero mantenía unos 1.800 millones en riesgo de no movilizarse; el de descarbonización industrial había resuelto unos 500 millones en subvenciones, mientras que su línea de préstamos, con una demanda casi nula, se quedó en 7 millones y acabó suprimiéndose. El caso más extremo es el PERTE de semiconductores, con solo un 7 por ciento de sus 12.250 millones adjudicado.

A la lentitud se suman las dudas sobre el control. El Informe Especial 14/2026 del Tribunal de Cuentas Europeo señala que España, junto con Rumanía, publica los importes adjudicados en lugar de los pagos realmente recibidos por los beneficiarios, lo que contraviene las directrices de transparencia y oscurece cuánto dinero ha llegado de verdad a la economía real.

A esa opacidad se suman los cuellos de botella de absorción que el propio informe de seguimiento reconoce: escasez de mano de obra cualificada, encarecimiento de la energía y los materiales, y una carga administrativa excesiva.

La raíz del problema

El mismo cuello de botella administrativo que congela los proyectos, la lentitud en la tramitación de permisos, la saturación de las redes y la falta de capacidad de gestión, lastra también la absorción de los fondos. De poco sirve comprometer 9.000 millones de euros en el PERTE de renovables, almacenamiento e hidrógeno si los proyectos que deben recibirlos permanecen atascados en el Ministerio, como muestran los casos de Vall d'Uixó. El dinero está disponible; lo que escasea es la capacidad de ejecutarlo.

El vínculo con los casos anteriores es directo. Los proyectos de Sungrow en Vall d'Uixó son precisamente el tipo de iniciativa que estos fondos deberían impulsar y, sin embargo, permanecen atascados en la tramitación. Si los proyectos no avanzan, el dinero no puede desembolsarse; y aunque la ayuda se conceda, la falta de personal cualificado y la saturación de las redes, señaladas por el Banco de España y por las propias distribuidoras, limitan la capacidad de convertir esos fondos en obra ejecutada. El cuello de botella administrativo y el de la ejecución presupuestaria son, en el fondo, el mismo problema.

El riesgo último es que una oportunidad histórica de financiación se desaproveche por la misma lentitud administrativa que este informe denuncia. Acelerar la tramitación, dar visibilidad a los expedientes y dotar a la Administración de medios para resolver en plazo no es solo una cuestión de eficiencia regulatoria, sino que es la condición para que los fondos europeos se traduzcan en capacidad instalada, en empleo y en descarbonización efectiva, y no en compromisos que expiran sin ejecutarse.

RECOMENDACIONES DE POLÍTICA PÚBLICA

Las propuestas que siguen se ordenan en torno a los **cuatro objetivos** que articulan el informe. Comparten un mismo principio: la transición energética se acelera

removiendo barreras y dando certidumbre al inversor, no añadiendo capas de control que ralentizan proyectos que el propio Estado ya ha aprobado.

Reforzar la independencia energética

Conviene diversificar los proveedores de gas y petróleo para reducir la exposición a Argelia y eliminar de forma efectiva las compras a Rusia, aprovechando la flexibilidad que ofrece la red de regasificación española. En paralelo, el país debe vigilar su dependencia de la cadena de valor industrial china en paneles, baterías y minerales críticos, fomentando la diversificación de suministros y, donde sea viable, la capacidad de fabricación europea. La mejor política de independencia, en cualquier caso, es reducir el peso de los combustibles importados mediante generación propia y electrificación.



Aumentar la capacidad y la resiliencia del sistema

La prioridad inmediata es acelerar la inversión en redes, almacenamiento y control de tensión, los tres elementos cuya carencia quedó en evidencia con el apagón de 2025. El almacenamiento, hoy en 7,6 gigavatios frente al objetivo de 22,5, requiere un impulso decidido tanto en baterías como en bombeo. Las interconexiones internacionales deben recuperar prioridad en la planificación, sin relegar los nuevos enlaces pirenaicos más allá de 2030. Por último, el cierre nuclear debe abandonarse por completo a la luz de las necesidades de firmeza del sistema, evitando retirar generación estable y libre de emisiones, máxime en un contexto en que no se dispone de sustitutos equivalentes.

Facilitar la inversión tramitando proyectos con celeridad y desbloqueando expedientes

La reforma regulatoria es la palanca de mayor impacto y menor coste presupuestario. España debe transponer sin más demora la Directiva RED III, con zonas de aceleración, plazos máximos vinculantes y silencio administrativo positivo. Es urgente, además, dotar a la Administración de equipos específicos para resolver el atasco de recursos acumulados, publicar en tiempo real el estado de los expedientes y establecer salvaguardas frente al uso abusivo y coordinado de recursos sin fundamento. La presunción de legalidad de las autorizaciones ya concedidas debería bastar para iniciar las obras, salvo resolución judicial en contra.



Consolidar un modelo competitivo, seguro y sostenible

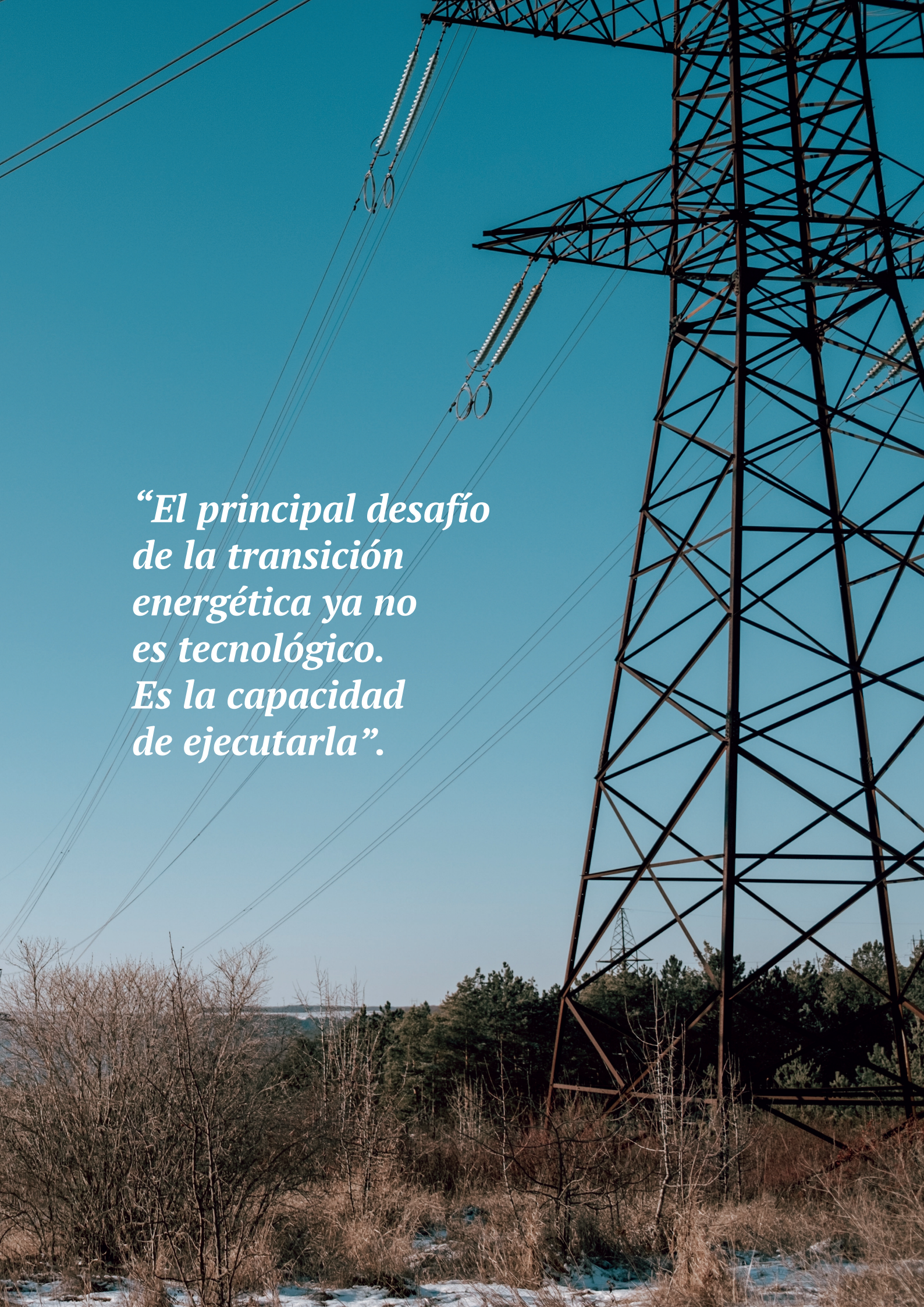
El objetivo último es convertir la energía en una ventaja competitiva del país. Ello exige trasladar a la industria y a los hogares los beneficios de un sistema crecientemente renovable mediante precios competitivos y predecibles, aprovechar la posición favorable de España en costes eléctricos para atraer inversión industrial y de centros de datos, y ofrecer un marco estable que dé seguridad jurídica al inversor. Abundancia, competitividad y seguridad de suministro no son objetivos en conflicto con la sostenibilidad, son las condiciones que harán que la descarbonización sea duradera y socialmente aceptada.

TABLA 2. RECOMENDACIONES DE POLÍTICA PÚBLICA.

OBJETIVO	MEDIDA	INSTRUMENTO
Reforzar la independencia energética	Diversificar proveedores y reducir la exposición a Argelia, Rusia y la cadena de valor china	Contratos de aprovisionamiento, capacidad de regasificación y diversificación industrial
Aumentar la capacidad y la resiliencia	Acelerar redes, almacenamiento y control de tensión; abandonar el calendario que dispone el “apagón” nuclear	Planificación de red, subastas de almacenamiento y anulación del cierre de las nucleares
Facilitar la inversión estratégica	Transponer la RED III y desatascar los expedientes paralizados	Zonas de aceleración, plazos vinculantes, silencio positivo y equipos anti-atasco
Consolidar un modelo competitivo	Trasladar a industria y hogares los beneficios del sistema renovable	Precios industriales competitivos, seguridad jurídica e inversión electrointensiva







*“El principal desafío
de la transición
energética ya no
es tecnológico.
Es la capacidad
de ejecutarla”.*

CONCLUSIÓN

España ha logrado en pocos años un sistema eléctrico mayoritariamente renovable y de los más limpios de Europa. Ese éxito no debe ocultar las dos grandes debilidades que este informe ha tratado de poner en evidencia. La primera es estructural y de larga data: una dependencia exterior cercana al 68 por ciento y la condición de isla energética que mantiene al país desconectado del continente. La segunda es de gestión y, por tanto, corregible a corto plazo: una maraña administrativa que congela inversión ya autorizada y que ahuyenta al capital que el país necesita.

La buena noticia es que las soluciones están en gran medida en manos de la propia política española. No hacen falta avances tecnológicos inéditos ni recursos naturales de los que se carezca. Hacen falta redes, almacenamiento e interconexiones, que requieren

inversión y planificación, y hace falta una Administración capaz de resolver en plazo y dar seguridad jurídica, que requiere sobre todo voluntad reformista. La transición energética se acelerará removiendo obstáculos y dando certidumbre, no multiplicando trámites.

La descarbonización solo será duradera si se construye sobre energía abundante, asequible y segura. Garantizar esas tres condiciones no es renunciar a la ambición climática, es la única forma de sostenerla en el tiempo con el respaldo de los ciudadanos y la fortaleza de la industria. Ese es el reto, y también la oportunidad, que España tiene por delante.



REFERENCIAS

Agencia Internacional de la Energía. (2026). Electricity 2026: Prices. <https://www.iea.org>

CaixaBank Research. (2025). Valoración del impacto económico del apagón del 28 de abril. <https://www.caixabankresearch.com>

Cuatrecasas. (2023). Directiva RED III: la nueva Directiva de Renovables. <https://www.cuatrecasas.com>

El Independiente. (2025, 20 de octubre). Almacenar energía, el nuevo negocio por el que hacen cola las renovables. <https://www.elindependiente.com>

El Independiente. (2026, 18 de mayo). El Instituto Coordinadas denuncia que el «colapso» en el Miteco paraliza inversiones de miles de millones en renovables. <https://www.elindependiente.com>

El Periódico de la Energía. (2024). Argelia cierra 2024 como principal suministrador de gas a España, por delante de Rusia. <https://elperiodicodelaenergia.com>

EY e Instituto de Investigación Tecnológica. (2025). Estimación del potencial de la demanda eléctrica en España. <https://www.ey.com>

Eurostat. (2026). Electricity price statistics. <https://ec.europa.eu/eurostat>

Funcas. (2025). Fondos NextGen: ¿la transformación que no llega? Cuadernos de Información Económica, 308, 84–98. <https://www.funcas.es/articulos/fondos-nextgen-la-transformacion-que-no-llega/>

Hidalgo, M., Galindo, J., y Martínez, J. (2026). Evolución de los fondos Next-Gen EU en España. EsadeEcPol, Policy Brief n.º 55. EsadeEcPol.

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (2025). Balance Energético de España 2025 provisional. <https://www.miteco.gob.es>

Red Eléctrica de España. (2026). Informe del Sistema Eléctrico Español 2025. <https://www.sistemaelectrico-ree.es>

Red Eléctrica e Inelfe. (2025). Interconexión eléctrica del Golfo de Bizkaia. <https://www.redeia.com>







