



OBS Business
School

El sector energético en España: hacia una descarbonización sostenible

Victor Ruiz Ezpeleta

Profesor de OBS Business School

Enero, 2026

Partners Académicos:



UNIVERSITAT DE
BARCELONA

unie*
Universidad

OBSbusiness.school

Autor



Victor Ruiz Ezpeleta

Profesor de OBS Business School



El profesor Victor Ruiz es Director de Proyectos en la Agencia de Desarrollo Urbano en L'Hospitalet de Llobregat (Barcelona), organismo que se dedica a gestionar proyectos de distinta índole (infraestructuras, Smart Cities), con proyectos destacados como la construcción de la Línea 9 de metro de Barcelona, la línea de Alta Velocidad Madrid – Barcelona y el soterramiento de la Gran Vía de Barcelona.

Tiene una formación de Master en Ingeniería Civil. UPC. Barcelona, un Programa de Desarrollo Directivo. IESE. Barcelona, es Miembro del colegio de Caminos, Canales y Puertos, Chartered Engineer por el Institute of Civil Engineers de Londres.

Ha conseguido las certificaciones PMP por el Project Management Institute (USA) y Prince2 por Axelos (UK).

Desde 2016 está vinculado a OBS Business School como profesor asociado en el Máster de Project Management en sus ediciones en español e inglés, así como tutor y miembro del tribunal en los Trabajos de Final de Máster. Ha realizado diferentes estudios y participaciones en medios vinculadas al desarrollo e implementación de proyectos de Smart Cities en España.

Índice

Capítulo 1	Introducción_____	4
Capítulo 2	Actualidad del sector energético en 2025 en España_____	5
Capítulo 3	Situación en Latinoamérica_____	16
Capítulo 4	El caso energético de los Estados Unidos_____	20
Capítulo 5	El Incidente del 28 de abril de 2025: análisis del colapso sistémico en España_____	24
Capítulo 6	La tendencia en 2026 y el futuro próximo_____	33
Capítulo 7	Conclusiones_____	34
	Referencias bibliográficas_____	35



Capítulo 1

Introducción

- El bienio 2025-2026 marca un punto de inflexión definitivo en la transición energética global, pasando de una fase de instalación masiva a una de gestión inteligente y resiliencia sistémica. Tras superar en 2024 la barrera del 50 % de generación renovable en España, el sector se enfrenta ahora al reto de la estabilidad operativa en un entorno de alta penetración de electrónica de potencia y baja inercia convencional.

Este informe analiza cómo, a pesar de hitos históricos como el liderazgo de China en capacidad instalada o la descarbonización acelerada en Estados Unidos, han surgido vulnerabilidades críticas, ejemplificadas por el incidente sistémico de abril de 2025 en la Península Ibérica. El objetivo es proporcionar una visión técnica y estratégica que permita a empresas y organismos públicos navegar un escenario donde el almacenamiento por baterías (BESS), la inercia sintética y el hidrógeno verde ya no son opciones de futuro, sino pilares de la seguridad energética actual.

A low-angle photograph of a white wind turbine against a bright blue sky with wispy clouds. The turbine's blades are spread out, and the tower is visible at the bottom. A small sign on the nacelle reads 'EÓLICAS DE... S.L.'.

Capítulo 2

Actualidad del sector energético en 2025 en España

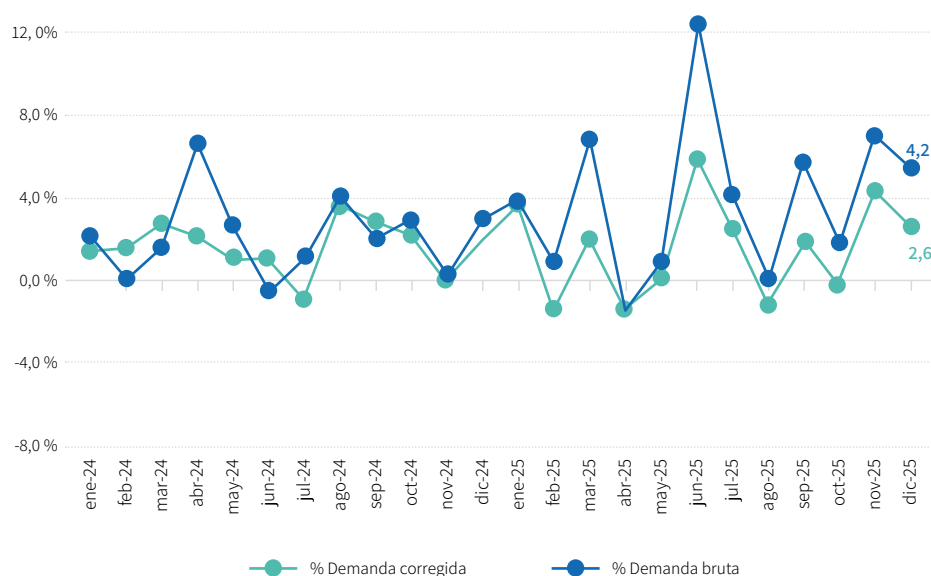
- ⊗ En el acumulado del año, España ha registrado una demanda de 255.759 GWh, un 2,5 % menos que en el mismo periodo de 2024. En el cómputo de 2025, se estima que las instalaciones de autoconsumo han generado 13.485 GWh, lo que supone un impacto en la demanda nacional del 5,0 %.

La demanda eléctrica en España alcanzó en diciembre un ascenso del 2,6 % con respecto al mismo mes del año anterior. En términos brutos, se estima una demanda de 22.582 GWh, un 4,2 % superior a la de diciembre de 2024. Además, en este mes, se estima que las instalaciones de autoconsumo han generado 709 GWh, lo que supone un impacto en la demanda nacional de un 3,0%.

Figura 01 →

EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA EN 2024 Y 2025

Fuente: Red Eléctrica de España (REE)



Las renovables generaron este diciembre un 5,2% más que en el mismo mes de 2024 al registrar 11.361 GWh, lo que supuso una cuota del 48,9% del total de la producción. La aportación estimada de instalaciones de autoconsumo en ese periodo eleva esta cuota hasta el 49,5%. Por otra parte, el 69,7% de la producción eléctrica del mes procedió de tecnologías que no emiten CO₂ equivalente.

La eólica ha sido la primera fuente, con una generación de 5.379 GWh, que supuso el 23,2% del total, un 1,5% superior a la del mismo mes del ejercicio pasado. Por detrás, se encuentra el ciclo combinado, con una cuota del 21,0 % y en tercer lugar la nuclear, con una cuota del 20,7%. La hidráulica incrementó su producción un 32,1% con respecto a diciembre de 2024 y anotó 3.260 GWh, el 14,0% del total en nuestro país.

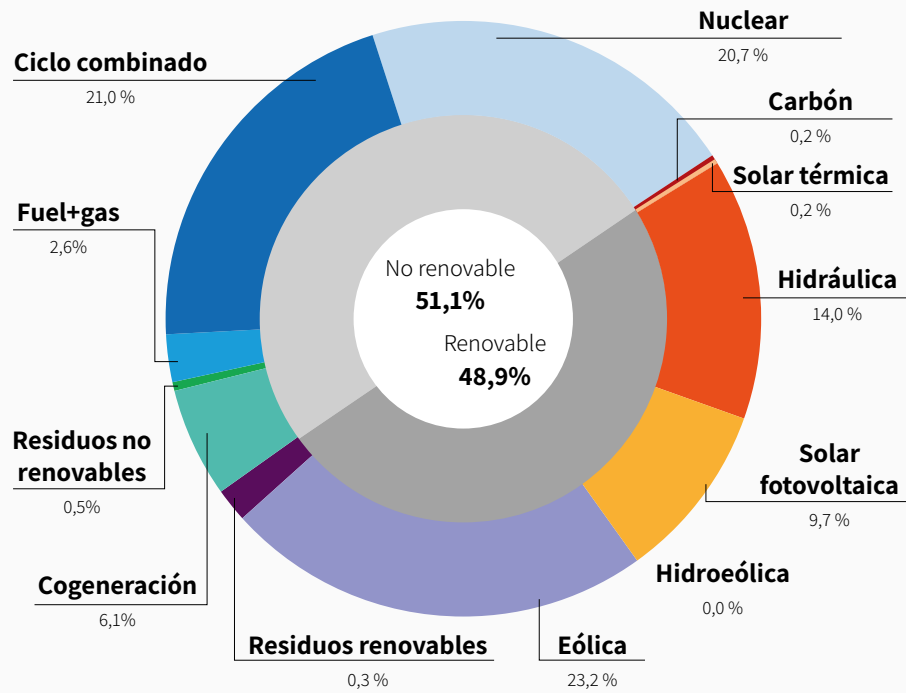
En el conjunto del recién concluido 2025, las renovables alcanzan una cuota del 55,5% sobre el total del mix español, un dato alineado con las previsiones a cierre de año publicadas por Red Eléctrica. Si se suma la estimación del autoconsumo, esta cuota final asciende a 56,6%. En términos de energía generada, la producción ha superado los 150,8 GWh, máximo histórico renovable.

Figura 02 →

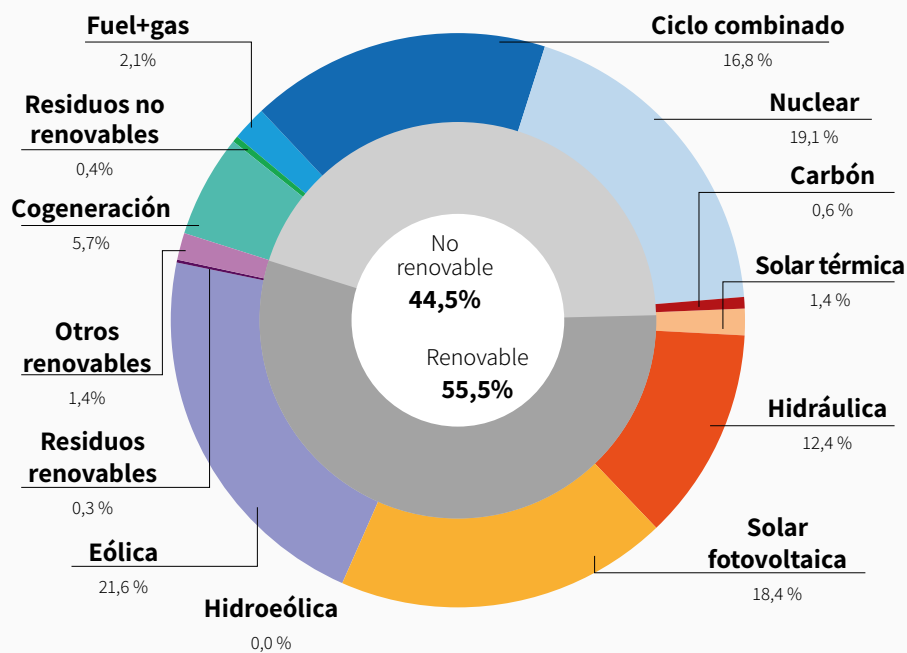
DATOS DURANTE EL MES DE DICIEMBRE DE 2025 Y EL
GLOBAL DE ENERO A NOVIEMBRE DEL MISMO AÑO

Fuente: REE

ESTRUCTURA DE LA GENERACIÓN DE DICIEMBRE DE 2025



ESTRUCTURA DE LA GENERACIÓN DE ENERO A DICIEMBRE DE 2025



Las tecnologías de almacenamiento permitieron este último mes del año la integración de 605 GWh en el sistema eléctrico español, optimizando así un mayor aprovechamiento de la energía generada mediante tecnologías renovables. Por otra parte, 380 GWh se han programado para exportar energía a nuestros países vecinos.

Producción por comunidades autónomas

Los datos publicados de las comunidades autónomas más recientes son de 2024, con lo que difieren del apartado anterior que era en referencia a 2025 a nivel global del territorio nacional.

En este contexto, la generación de energía eléctrica en España, ha aumentado un 0,9% en 2024, situándose en 248.811 GWh. Las variaciones más significativas respecto al año anterior las registra la generación hidráulica y la solar fotovoltaica que se han incrementado un 35,5 % y un 18,8 % respectivamente, mientras que en sentido contrario el carbón redujo su producción un 24,4 % y los ciclos combinados un 27,0 %.

La generación de energía eléctrica en los sistemas no peninsulares (13.769 GWh) disminuyó un 0,7 % respecto al año anterior, destacando el aumento de la producción eólica del 29,8 %. En sentido contrario, cabe señalar la disminución de la producción con turbina de gas que fue un 5,6 % inferior a la generación del año anterior.

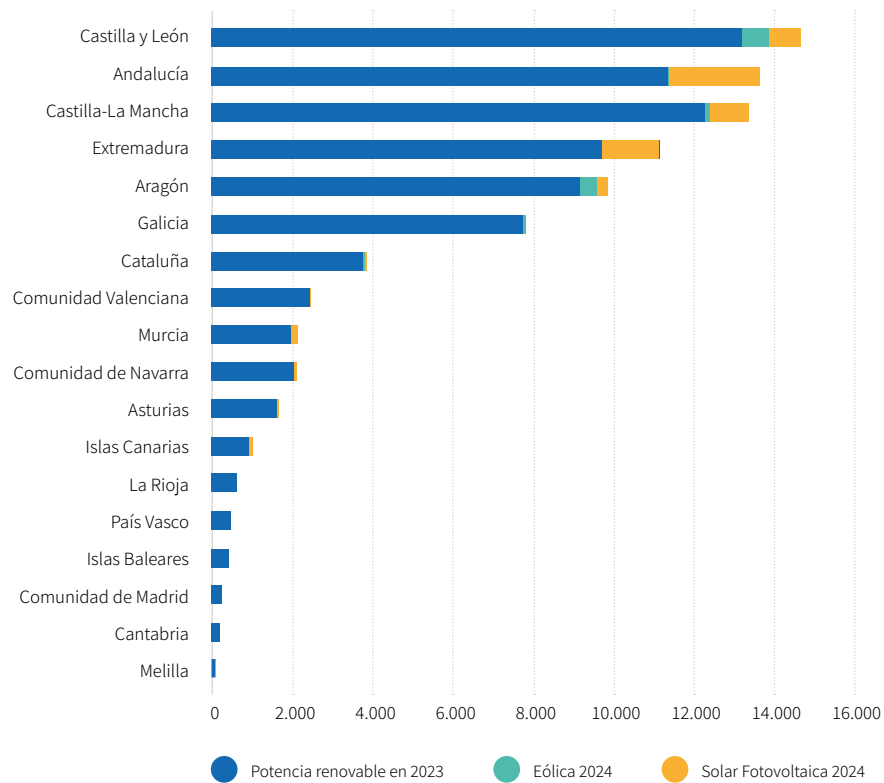
Figura 03 →

Fuente imágenes: REE

	Sistema peninsular		Sistema no peninsular		Nacional	
	GWh	% 24/23	GWh	% 24/23	GWh	% 24/23
Hidráulica	34.908	35,5	3	-1,7	34.912	35,5
Hidroeléctrica	-	-	23	30,7	23	30,7
Eólica	59.512	-3,0	1.409	6,0	60.921	-2,8
Solar fotovoltaica	43.609	18,8	912	23,7	44.520	18,9
Solar térmica	4.127	-12,1	-	-	4.127	-12,1
Otras renovables	3.679	2,6	11	31,7	3.690	2,7
Residuos renovables	654	-7,6	151	9,2	805	-4,9
GENERACIÓN RENOVABLE	146.489	10,3	2.510	12,3	148.999	10,3
Nuclear	52.391	-4,1	-	-	52.391	-4,1
Ciclo combinado	29.107	-27,0	6.648	-2,2	35.755	-23,4
Carbón	2.972	-24,4	58	-23,6	3.030	-24,4
Motores diésel	-	-	2.517	-1,7	2.517	-1,7
Turbina de gas	-	-	669	-12,2	669	-12,2
Turbina de vapor	-	-	1.179	-6,0	1.179	-6,0
Fuel + Gas	0	300,0	-	-	0	300,0
Cogeneración	16.324	-5,6	37	-0,9	16.361	-5,6
Residuos no renovables	1.195	0,8	151	9,2	1.347	1,7
GENERACIÓN NO RENOVABLE	101.989	-12,8	11.259	-3,2	113.248	-11,9
GENERACIÓN TOTAL	248.478	-0,5	13.769	-0,7	262.247	-0,5

Figura 04 →**POTENCIA INSTALADA DE GENERACIÓN RENOVABLE
POR CC.AA.(MW)**

Fuente: REE

**Figura 05** →**PORCENTAJE DE HORAS CON COBERTURA EÓLICA
Y SOLAR (%)**

Fuente: REE

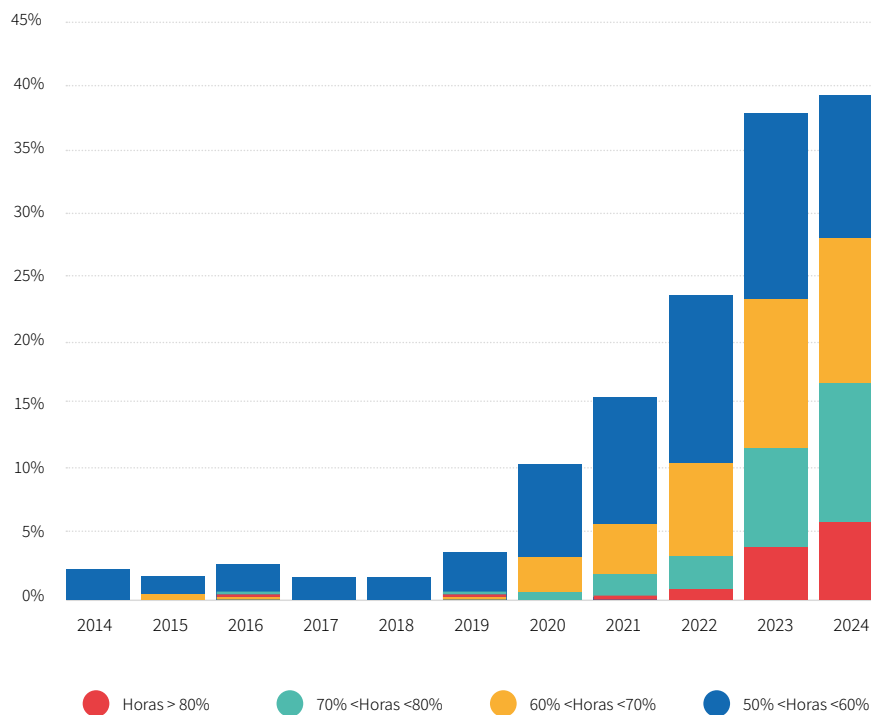
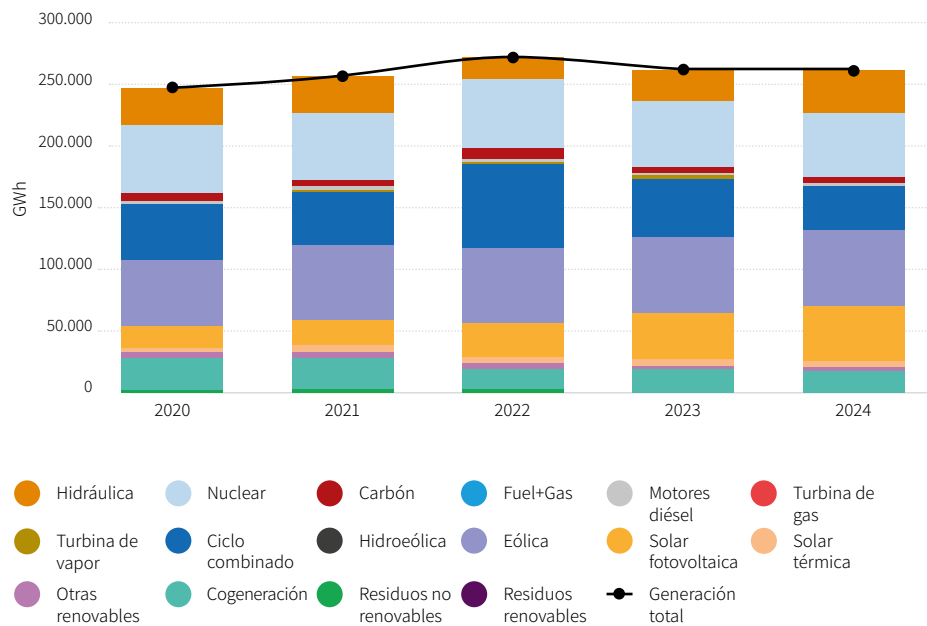


Figura 06 →

Fuente: REE



En cuanto a la generación por tipo de energía en el sistema eléctrico nacional las energías renovables en 2024 han aumentado su producción un 10,3 %, registrando así el máximo histórico de producción con 148.999 GWh. Este incremento ha tenido lugar como consecuencia, sobre todo, de la mayor producción hidráulica y solar fotovoltaica que han crecido un 35,5 % y un 18,9 %, respectivamente. Durante el ejercicio 2024 la participación de la producción renovable en el mix nacional ha sido mayoritaria por segunda vez en la historia con una cuota del 56,8 % frente al 51,2 % que alcanzó en 2023. Como contrapartida, las energías no renovables redujeron su participación al 43,2 % (48,8 % en 2023).

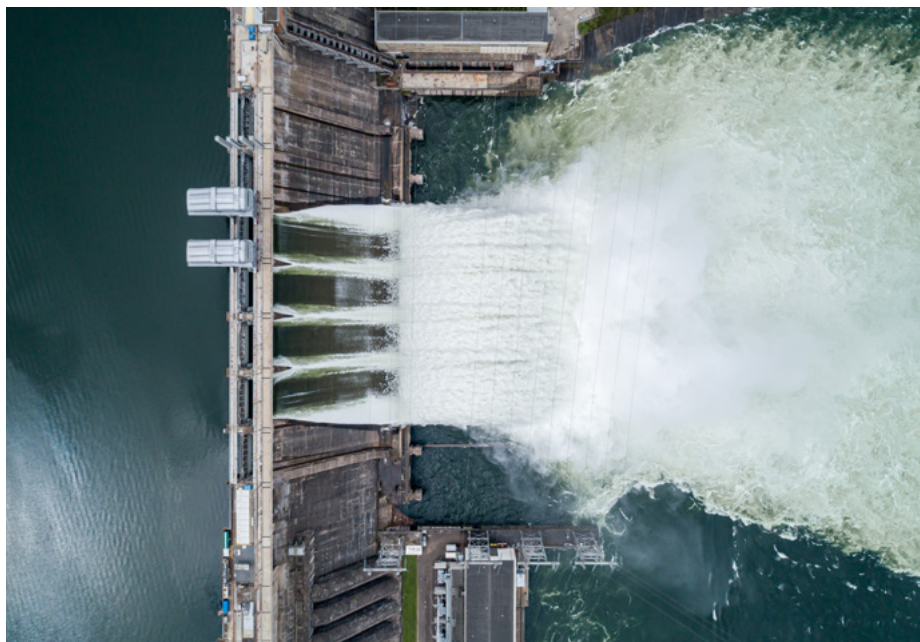
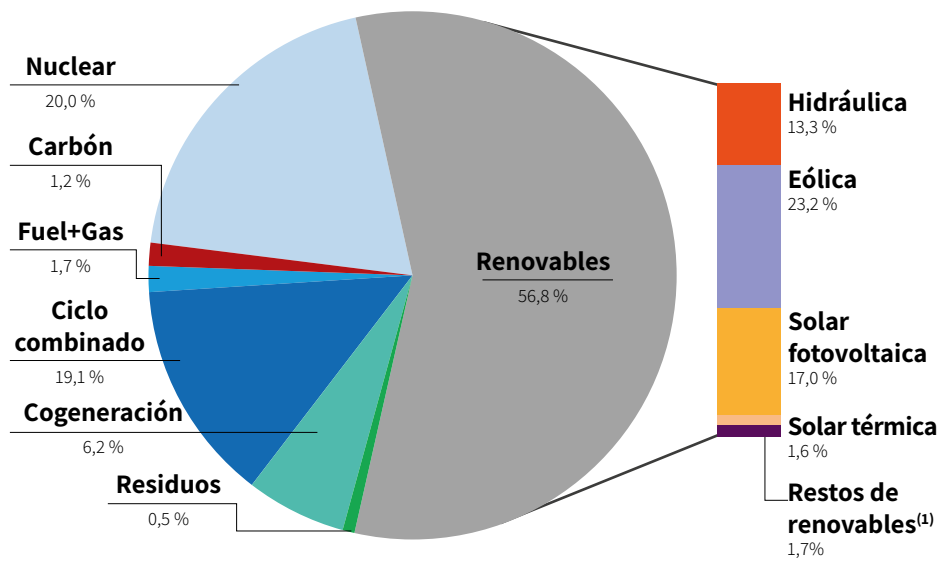


Figura 07 →**ESTRUCTURA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA (%) EN 2024 EN ESPAÑA**

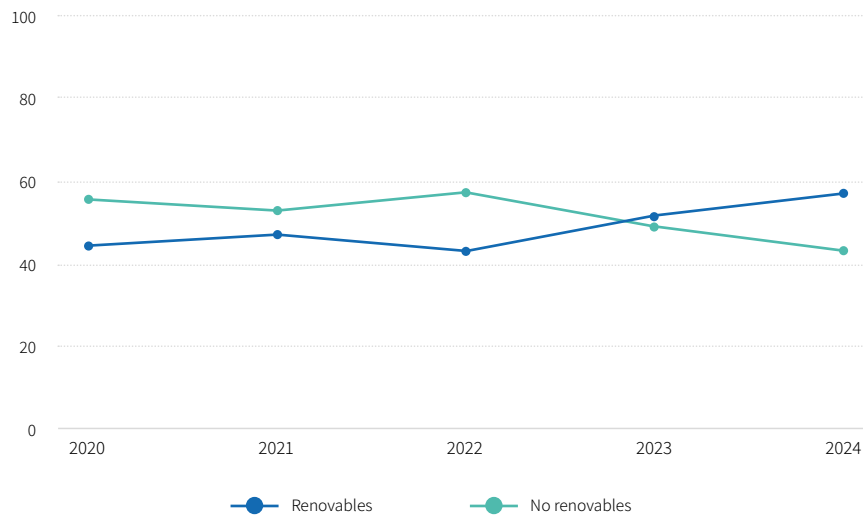
Fuente: REE



(1) Incluye biogás, biomasa, geotérmica, hidráulica marina, hidroeléctrica y residuos renovables

Figura 08 →

Fuente: REE

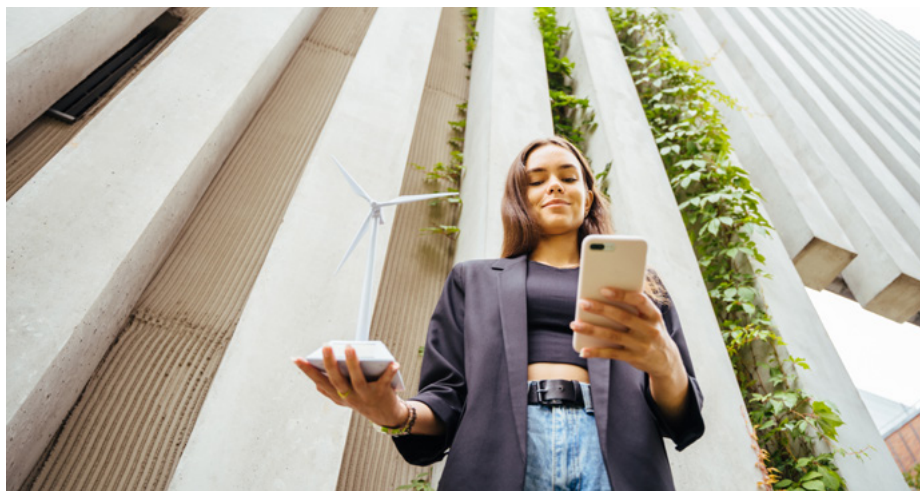


Por lo que respecta a la generación sin emisiones de CO₂ eq nacional en 2024 se ha producido un incremento del 6,2 % batiendo también un nuevo máximo con 201.389 GWh y su peso en la estructura de producción se ha situado en el 56,8 % mientras que en 2023 fue de un 48,0 %.

Continúa el avance de las comunidades autónomas en el objetivo hacia la transición ecológica

Entre los aspectos más relevantes de la generación eléctrica por comunidades autónomas durante 2024 cabe destacar los siguientes:

- Andalucía ha sido en 2024 la tercera comunidad con mayor generación renovable en el sistema eléctrico nacional, representando el 13,9 % del total. En esta comunidad la producción a partir de tecnologías renovables ha alcanzado su máximo histórico que representa el 68,1 % del mix (57,7 % en 2023). A los buenos datos de las renovables andaluzas durante 2024 ha contribuido la hidráulica que ha experimentado un incremento de producción del 133,3 %, el mayor de todo el territorio nacional, y la solar fotovoltaica que ha sido la principal tecnología del mix andaluz por primera vez en la historia con una cuota del 33,9 %.
- La producción renovable en Aragón en 2024 supuso el 88,8 % del total, máximo histórico de participación desde que se cuenta con registros, y sitúa a esta comunidad autónoma como la segunda en España en cuota de producción renovable. De esta manera, Aragón fue en 2024 la región con mayor presencia de eólica en su mix de generación con un peso de 52,3 % y la segunda que más electricidad produjo a partir de la fuerza del viento (11.458 GWh).



- En Asturias la producción renovable en 2024 ha representado el 43,5 % del mix, el valor más elevado desde que existen registros, frente al 37,2 % del año pasado. Esta mayor participación renovable se ha debido fundamentalmente al incremento del 6,7 % de generación hidráulica que ha representado el 23,6 % del mix asturiano.
- Las Islas Baleares han consolidado en 2024 el avance de la generación renovable y han producido un 24,3 % más que en 2023, batiendo el máximo histórico de energía verde con 655 GWh y logrando una cuota récord del 14,6 % sobre el total. La solar fotovoltaica ha sido la tecnología renovable que más ha incrementado su generación, registrando un 29,8 % más que en el año anterior y superando el récord histórico de producción anual con 507 GWh que ha alcanzado con un 11,3 % la mayor participación en el mix de generación balear.

- En Canarias durante 2024 las energías renovables produjeron un 8,6 % más que en 2023 y alcanzaron el máximo histórico de generación con 1.849 GWh y el récord de participación en el mix canario con una cuota del 20,8 %. Estos nuevos máximos renovables tuvieron lugar debido a que la eólica y la solar fotovoltaica registraron en 2024 los máximos históricos de producción anual con 1.409 GWh y 405 GWh, respectivamente, lo que ha permitido que la tecnología solar logre su máxima cuota de participación en el mix canario con un 4,5 %.
- Castilla-La Mancha es la segunda región a nivel nacional en generación renovable con 21.488 GWh producidos durante 2024 (el 14,4 % del total renovable nacional). La solar fotovoltaica, que ha incrementado su producción un 26,7 %, ha sido por primera vez la tecnología que más GWh ha aportado a la estructura de generación castellanomanchega con una cuota del 35,2 % del total, seguida de la eólica que ha significado el 29,2 % del total. Además, Castilla-La Mancha ha sido la comunidad con más producción solar fotovoltaica con un peso del 24,3 % sobre el total nacional.
- En Castilla y León la producción eléctrica renovable aumentó un 7,6 % en 2024, hasta los 25.142 GWh, revalidando su liderazgo en generación renovable nacional con el 16,9 % del total. Las tecnologías renovables han representado el 92,8 % de la estructura de generación de la región, máximo histórico de la región y el valor más elevado de toda España en 2024. La eólica ha sido en 2024 por octavo año consecutivo la primera tecnología de la estructura de generación de Castilla y León con una cuota del 46,2 %, posicionando a esta región como la que más energía ha producido a partir de la fuerza del viento con el 20,5 % del total nacional.
- Cataluña continúa siendo en 2024 la comunidad autónoma con mayor producción de energía eléctrica con 37.510 GWh, que representa el 14,3 % del total nacional, y se sitúa como la segunda con más generación sin emisiones que alcanzan una cuota del 78,2 % del mix catalán. Además, ha aumentado su generación renovable un 18,6 % y ya supone el 19,1 % de la producción catalana.
- En la Comunidad Valenciana la generación hidráulica ha crecido un 26,1 % y la solar fotovoltaica un 3,0 %, lo que ha favorecido que la generación renovable suponga en 2024 el 22,4 % de la producción regional. El 74,7 % de la producción eléctrica de la Comunidad Valenciana en 2024 fue libre de emisiones.
- Extremadura ha sido en 2024 la segunda comunidad que más energía ha generado en el sistema eléctrico nacional representando el 11,9 % del total. Las renovables extremeñas han producido en 2024 un 18,4 % más que el año anterior y han supuesto el 51,2 % de su generación eléctrica. Esta comunidad autónoma se mantiene líder en generación sin emisiones ya que en 2024 el 99,9 % de su producción proviene de tecnologías que no emiten CO₂.
- Galicia incrementa su producción renovable un 8,0 % en 2024 y supone el 84,6 % del mix regional. La hidráulica ha sido la principal fuente de generación con un récord histórico de cuota de participación del 43,9 % en el mix gallego. Galicia ha sido la comunidad autónoma con mayor generación eléctrica a partir de la fuerza del agua (10.131 GWh), el 29,0 % de toda la producción hidráulica nacional.

- El 45,7 % de la electricidad generada en La Rioja durante el año 2024 fue de origen renovable, siendo la eólica la tecnología renovable con mayor presencia en la estructura de generación con un peso del 32,1 %.
- Madrid es la comunidad autónoma donde la generación renovable ha experimentado un mayor crecimiento en 2024 con un incremento del 24,6 % respecto al año anterior, alcanzando una cuota del 46,3 % en el mix madrileño.
- En Murcia la producción renovable aumenta un 10,5 % y produce el 39 % del total en esta comunidad. La solar fotovoltaica murciana generó en 2024 un 14,8 % más que el año anterior y su contribución al mix de generación ha sido del 32,8 % del total.
- La energía eléctrica producida en Navarra con tecnologías renovables ha supuesto en 2024 el 67,5 % del total, aumentando en 13,3 puntos porcentuales respecto al año 2023. La eólica ha vuelto a ser, con 3.265 GWh generados en 2024, la primera fuente del mix eléctrico del territorio y ha representado el 50,5 %.
- Las renovables han generado el 17,3 % de toda la electricidad en el País Vasco en 2024.

Figura 09 →

PRODUCCIÓN DE ENERGÍA EN RENOVABLE Y NO RENOVABLE EN LAS COMUNIDADES AUTÓNOMAS

Fuente: REE

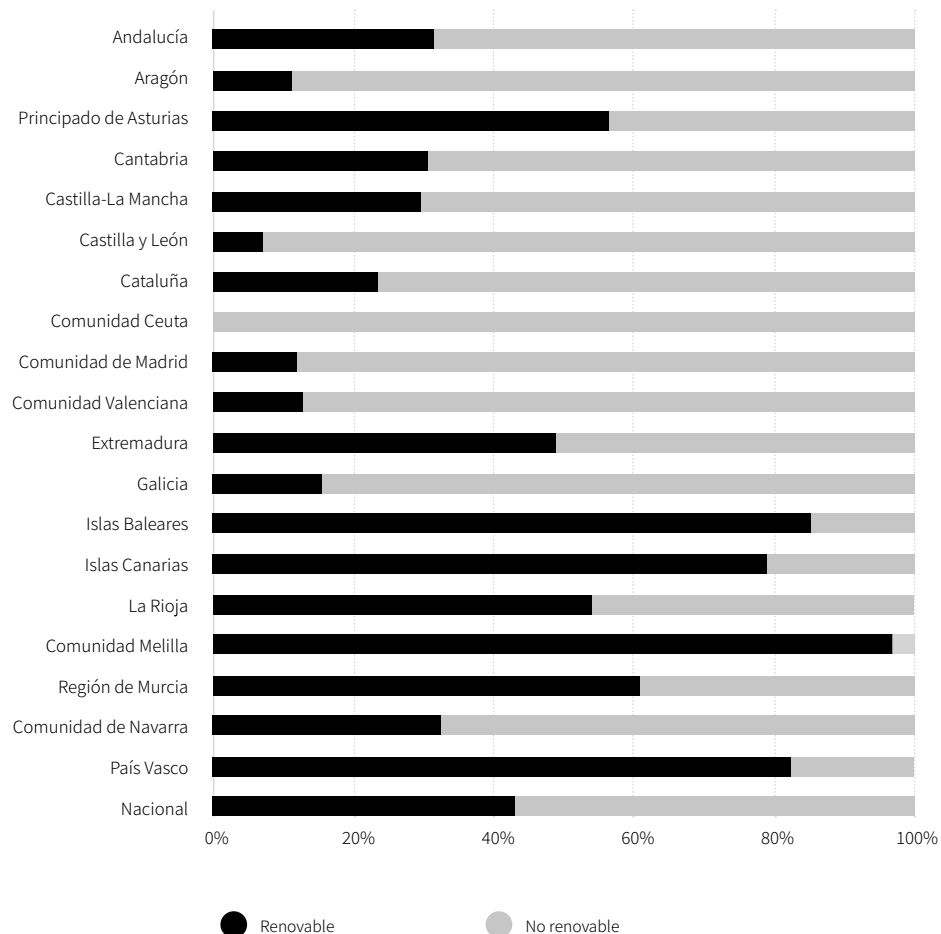
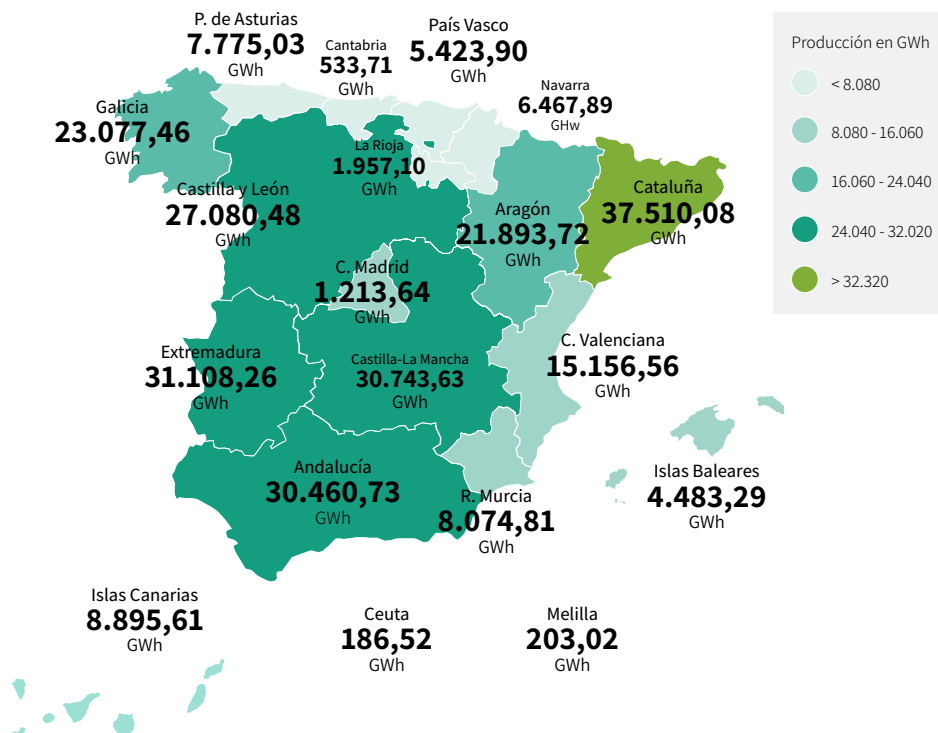


Figura 10 →**DISTRIBUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE LA ENERGÍA POR COMUNIDADES AUTÓNOMAS**

Fuente: REE

**El sistema eléctrico en Baleares y Canarias**

La particularidad del sistema en Baleares y Canarias hace interesante un análisis específico.

En las Islas Baleares, la demanda de electricidad en diciembre disminuyó un 0,9 % una vez tenido en cuenta los efectos de la laboralidad y las temperaturas. En términos brutos, la demanda mensual se estima en 452.727 MWh, en niveles similares al año anterior. En el acumulado del año 2025, se registraron 6.287.101 MWh de demanda eléctrica en Baleares, un 3,7 % más a la anotada en el mismo periodo de 2024.

En cuanto a la producción, el ciclo combinado, con un 75,9% de la energía producida en Baleares, fue la primera fuente de las islas este mes. Por su parte, la energía renovable generada representó el 9,8% del total de mix balear. Además, durante este mes de diciembre, el enlace submarino entre la Península y Mallorca contribuyó a cubrir el 26,5% de la demanda eléctrica balear.

Por su parte, en el archipiélago canario, la demanda de energía eléctrica aumentó un 1,1% respecto al mismo mes de 2024, teniendo en cuenta los efectos de laboralidad y las temperaturas. En términos brutos, la demanda fue de 767.139 MWh, un 1,3% superior que la de diciembre del ejercicio pasado. En el acumulado del año, Canarias ha registrado una demanda total de 8.995.924 MWh, un 1,1% más que la del mismo plazo del año previo.

En cuanto a la generación eléctrica en Canarias, también el ciclo combinado, con un 46,1% del total, fue la primera fuente en diciembre. Las renovables han significado el 15,5% del total.



Capítulo 3

Situación en Latinoamérica

➤ Matriz eléctrica de América latina y Caribe en 2024–2025: rasgos y dinámicas

América Latina y el Caribe mantiene una de las matrices eléctricas más limpias del mundo: históricamente la electricidad renovable supera el 60% de la generación, sustentada en la hidráulica y con un crecimiento acelerado de la fotovoltaica y la eólica. La disponibilidad de recursos solares de clase mundial (Desierto de Atacama en Chile; Sertão y Nordeste en Brasil; Sonora en México) y corredores eólicos de alta capacidad (costa atlántica uruguaya, La Guajira en Colombia, Nordeste brasileño) ha permitido reducir costos nivelados de energía (LCOE) y atraer inversión internacional. Paralelamente, la región convive con retos: variabilidad hidrológica por eventos climáticos (El Niño/La Niña), cuellos de botella en transmisión, marcos regulatorios asimétricos y limitada interconexión transfronteriza que impide aprovechar del todo la complementariedad entre sistemas.

Tendencias 2024–2025: (a) expansión de solar y eólica utilityscale con mayor hibridación (BESS y, en menor medida, bombeo), (b) avance del hidrógeno renovable en polos seleccionados (Magallanes en Chile; proyectos piloto en Brasil y Uruguay), (c) modernización hidroeléctrica (repotenciación y mejoras de flexibilidad), (d) digitalización de redes con medición fasorial (PMU/WAMS) y automatismos para integrar renovables variables, y (e) repunte de la eficiencia energética en industria y edificios.

Liderazgo por volumen total y por cuota renovable

Generación total (volumen absoluto): Brasil es, con diferencia, el mayor sistema eléctrico de ALC por demanda y generación anual. Le siguen México, Argentina y Chile. Brasil combina un parque hidroeléctrico de gran escala con un crecimiento muy notable de eólica y solar; México conserva un peso elevado del gas natural en su mix; Argentina equilibra gas e hidro con renovables en expansión; y Chile, aun con menor volumen absoluto, se ha convertido en referente regional por la penetración de solar y eólica y su sofisticación de mercado.

Cuota renovable (porcentaje de electricidad limpia): Paraguay y Costa Rica encabezan el ranking, superando holgadamente el 90–95% de electricidad renovable gracias a sus recursos hidroeléctricos (Paraguay, binacional Itaipú) y a la combinación hidroeólica-geotérmica en Costa Rica. Uruguay también destaca por una penetración eólica y solar muy alta, con una operación del sistema flexible respaldada por hidro y contratos de largo plazo. Colombia y Ecuador mantienen cuotas renovables elevadas por su base hidro, si bien gestionan riesgos de hidraulicidad con medidas de diversificación.

Proyectos emblemáticos en curso y recientemente terminados

A continuación, se listan proyectos representativos por país que condensan tendencias tecnológicas, esquemas de financiamiento y aprendizajes operativos. Esta selección es ilustrativa y no exhaustiva; se priorizan obras con alcance nacional o regional y valor demostrativo.



Chile

Solar de gran escala en Atacama y flexibilidad: el desierto de Atacama alberga múltiples plantas FV de factor de planta líder mundial. La proliferación de proyectos incluye hibridaciones con BESS para desplazar energía a horas de mayor valor y mitigar vertidos (*curtailment*).

Cerro Dominador (CSP + FV, Región de Antofagasta): primera planta termosolar de concentración (CSP) de la región, combinada con fotovoltaica, que aporta energía gestionable gracias a almacenamiento térmico en sales fundidas, mejorando la cobertura en horas vespertinas.

Hidrógeno verde en Magallanes: polo emergente con proyectos piloto y *early movers* orientados a ecombustibles (emethanol, eammonia) para exportación y usos locales.

Brasil

Eólica onshore y offshore; solar utility scale e híbridos: el Nordeste concentra recursos eólicos competitivos y un pipeline solar robusto. Se observan configuraciones híbridas (FV + eólica + BESS) para suavizar curvas y optimizar el uso de transmisión.

Refuerzo de transmisión (HVDC/AC): ampliaciones de corredores troncales conectan polos renovables del interior con centros de carga del sudeste, reduciendo congestión y pérdidas.

Colombia

La Guajira (eólica): área prioritaria por su recurso eólico de clase mundial. Los proyectos eólicos anclan la diversificación del sistema, con cronogramas que incluyen obras de conexión y expansión de transmisión hacia la costa Caribe y el interior.

Solares a gran escala y almacenamiento piloto: complementan la base hidro, aportando resiliencia ante sequías severas; pilotos BESS validan servicios de regulación.

Uruguay

Integración eólica solar con respaldo hidro: operación del sistema con alta penetración variable, apoyada en contratos y activos flexibles.

Efuels / H2: proyectos orientados a combustibles sintéticos y cadenas logísticas para exportación, aprovechando estabilidad institucional y red confiable.

México

Fotovoltaica utility scale en el norte (Sonora, Chihuahua, Coahuila): recurso solar competitivo y proximidad a polos industriales.

Eficiencia y gestión de la demanda: programas industriales y de edificios para reducción de picos y consumo específico, en paralelo a la expansión de gas y renovables.

Argentina

Parques solares en NOA (Jujuy, Salta) y eólicos en Patagonia: combinación que diversifica la matriz y reduce costos marginales regionales.

Almacenamiento y transmisión: proyectos para mejorar confiabilidad y evacuar generación desde zonas alejadas de los centros de demanda.

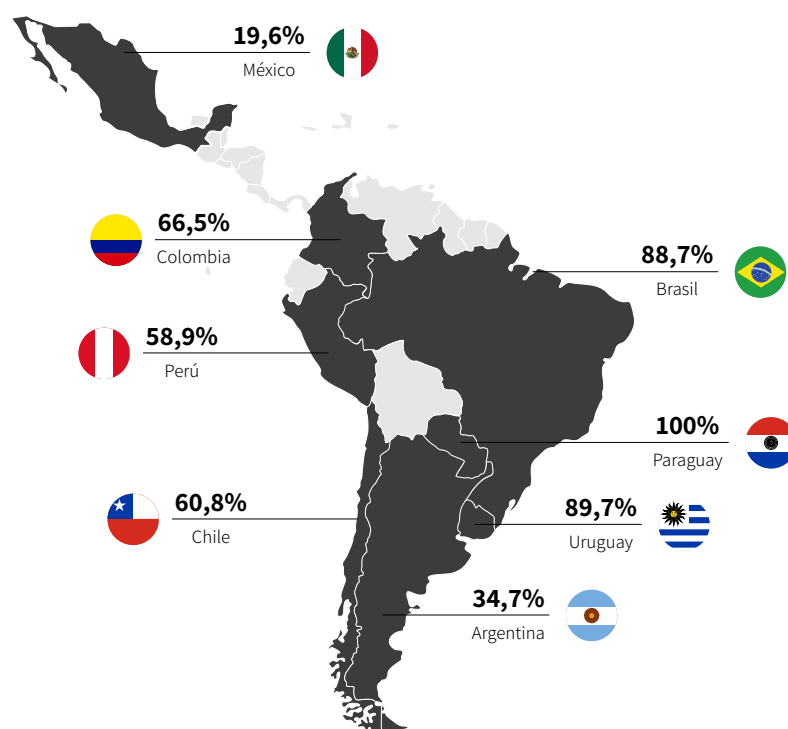
Perú

Modernización hidroeléctrica: repotenciaciones y mejoras de operación para aumentar flexibilidad y eficiencia, con incorporación gradual de solar/eólica.

Figura 11 →

Fuente: REE

PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD A PARTIR DE FUENTES RENOVABLES 2023, MEDIDO COMO PORCENTAJE DE LA ELECTRICIDAD TOTAL



Perspectivas 2026–2030: integración, flexibilidad y resiliencia

La senda hacia 2030 pasa por acelerar transmisión y almacenamiento para habilitar más renovables, armonizar reglas de mercado y servicios complementarios para retribuir flexibilidad (firmeza, inercia, respuesta rápida de frecuencia), fortalecer la integración regional para aprovechar complementariedad temporal y geográfica y planes de adaptación climática que gestionen riesgos de sequía y calor extremo.



Capítulo 4

El caso energético de los Estados Unidos

- ⊗ Estados Unidos atraviesa una transformación sin precedentes en su mix energético. En 2024, el país alcanzó un hito histórico: la generación combinada de energía eólica y solar superó por primera vez a la del carbón. A inicios de 2026, el país se consolida como un gigante híbrido que, si bien lidera la producción mundial de petróleo y gas, está instalando capacidad renovable a una velocidad récord para cumplir con sus compromisos de descarbonización.

Potencia Instalada y Participación en el Mercado

A cierre de 2025, la capacidad renovable en EE. UU. ha alcanzado niveles históricos, impulsada por la caída de costes y los créditos fiscales del gobierno federal.

- **Capacidad Renovable:** Se estima que la capacidad total de renovables superará **1 TW para 2035**, pero a corto plazo, en 2025, las renovables ya representan más del **25 % de la generación total** de electricidad del país.
- **Liderazgo Solar:** La energía solar es la fuente de mayor crecimiento, multiplicando su capacidad por 7,8 en la última década. Solo en 2024, el 60 % de toda la nueva capacidad de generación eléctrica provino de la solar a gran escala.
- **Almacenamiento por Baterías:** Este segmento creció un **45 %** en 2025, sumando más de 12,000 MW de capacidad, esenciales para gestionar la intermitencia de la red.

Análisis de la Demanda y Mix Energético

La demanda eléctrica en EE. UU. ha dejado de estar estancada debido a tres factores críticos: la electrificación del transporte, la reindustrialización y, especialmente, la explosión de los **centros de datos para Inteligencia Artificial**.

Proyectos Emblemáticos

La escala de los proyectos estadounidenses refleja la ambición del mercado:

1. **Corredores Eólicos de Texas:** Texas se ha consolidado como una potencia mundial, donde solo la energía solar ya cubre casi el **28 % de la demanda máxima** de su red independiente (ERCOT).
2. **Hubs de Hidrógeno Azul y Verde:** Para 2025, EE. UU. se ha posicionado como líder en “hidrógeno azul” (producido con gas y captura de carbono), aprovechando su infraestructura gasista existente, mientras que el hidrógeno verde gana tracción en regiones con excedentes renovables como California y Nueva York.
3. **Eólica Marina (Offshore):** Tras años de retrasos, se prevé la entrada en operación de los primeros grandes parques en la costa este, con una previsión de añadir 800 MW adicionales en los próximos 12 meses.

Problemas y Desafíos del Sistema

A pesar del éxito en la instalación, el sistema energético estadounidense enfrenta “cuellos de botella” críticos:

- **Atasco en la Interconexión:** Miles de proyectos renovables están atrapados en las colas de conexión a la red. Los procesos de aprobación y planificación de transmisión son lentos, lo que deja “decenas de miles de millones de dólares” en inversión sobre la mesa sin poder inyectar energía al sistema.
- **Infraestructura Envejecida:** Más del **70 % de la red eléctrica** tiene más de 25 años, lo que la hace vulnerable a eventos climáticos extremos y ciberataques.
- **La Paradoja de California:** El estado ha instalado tantos paneles solares en tejados que a menudo genera más energía de la que puede consumir a mediodía, pero carece de baterías suficientes para cubrir la demanda nocturna (el fenómeno conocido como “curva de pato”).

Perspectivas 2026

Se espera que el consumo de electricidad alcance nuevos récords en 2026 (4,239 TWh). La clave para la rentabilidad de las empresas del sector residirá en la modernización de la red y el despliegue de almacenamiento, ya que el exceso de oferta renovable en ciertas horas está desplomando los precios marginales, afectando el retorno de inversión de los nuevos parques.



Análisis Comparativo: Los Modelos Energéticos de EE. UU. y China (2025-2026)

La competencia por la supremacía en el sector de las energías renovables ha creado una brecha significativa en términos de velocidad de ejecución y control de la cadena de suministro. Mientras EE. UU. se enfoca en incentivos fiscales para atraer inversión privada, China opera bajo una planificación centralizada que le otorga una ventaja de escala masiva.

Capacidad Instalada y Velocidad de Despliegue

La diferencia en la escala de construcción es el dato más revelador del panorama actual:

- **Liderazgo en Instalación:** China ha superado con creces a EE. UU., acumulando un total de **339 GW** en capacidad solar y eólica (180 GW solar y 159 GW eólica). Esta cifra eclipsa los **40 GW** que Estados Unidos tiene actualmente en construcción.
- **Hitos de Aceleración:** Entre marzo de 2023 y marzo de 2024, China instaló más capacidad solar que la sumada en los tres años anteriores combinados, superando al resto del mundo durante 2023.
- **Previsiones a Corto Plazo:** China proyecta alcanzar los **1.200 GW** de capacidad eólica y solar para finales de 2024, logrando este hito estratégico seis años antes de lo previsto originalmente por su gobierno.

El Desafío de la Dependencia del Carbón

Ambos gigantes enfrentan la paradoja de liderar en renovables mientras mantienen una alta huella de carbono:

- **China:** El carbón sigue siendo su principal fuente de energía y la base de su matriz energética. En 2023, la generación a base de carbón aumentó debido a sequías que limitaron la producción hidroeléctrica.
- **Estados Unidos:** Aunque el carbón ha caído a mínimos históricos (16% en 2025), el país sigue siendo uno de los más contaminantes del mundo junto a China.

Infraestructura, Almacenamiento y Redes

La gestión de la intermitencia es el gran campo de batalla tecnológico:

- **Estrategia China:** El gigante asiático está invirtiendo masivamente en almacenamiento para integrar sus renovables, con el objetivo de construir 30 GW de capacidad de almacenamiento para 2025. Utiliza una combinación de baterías de iones de litio, almacenamiento hidroeléctrico por bombeo y redes inteligentes digitales.
- **Estrategia de EE. UU.:** Se enfrenta a una infraestructura envejecida (más del 70% de su red supera los 25 años) y a graves “cuellos de botella” en la interconexión que frenan miles de proyectos.

Geopolítica y Mercado Global

La transición energética se ha convertido en un conflicto comercial de primer orden:

- **Dominio Industrial:** China lidera actualmente la exportación mundial de tecnologías clave como turbinas eólicas, paneles solares y baterías.
- **Tensiones Comerciales:** Tanto Washington como Bruselas han acusado formalmente a Pekín de prácticas de competencia desleal y de fomentar un “exceso de capacidad industrial” en el sector fotovoltaico para inundar los mercados externos.



Capítulo 5

El Incidente del 28 de abril de 2025: análisis del colapso sistémico en España

- ⊗ El lunes 28 de abril de 2025, a las **12:33 horas**, la Península Ibérica sufrió el mayor “cero energético” de su historia reciente. En apenas cinco segundos, el sistema perdió más de **15 GW de generación**, dejando sin suministro al 60% de la demanda peninsular y afectando a unos 20 millones de usuarios. Este evento no fue un fallo fortuito, sino el resultado de una “tormenta perfecta” técnica derivada de los retos de la transición energética acelerada.

Cronología y Causas Técnicas

La causa raíz oficial a día de hoy fue un desequilibrio extremo entre la generación y la demanda en un momento de **baja inercia síncrona**.

A mediodía del 28 de abril, las condiciones meteorológicas en el suroeste peninsular eran óptimas para la generación fotovoltaica. El mix energético presentaba una penetración renovable cercana al **70 %**, con la energía solar fotovoltaica aportando más de 18,000 MW (53 % del total). A diferencia de las centrales térmicas o nucleares, que utilizan grandes masas rotatorias que proporcionan “inercia” natural (resistencia a cambios de frecuencia), los paneles solares se conectan mediante **inversores electrónicos (IBR)**.

- 1. Perturbación inicial:** Una anomalía térmica en una línea de transporte crítica en Extremadura provocó un hueco de tensión.
- 2. Efecto dominó:** Ante esta inestabilidad, miles de inversores fotovoltaicos se desconectaron simultáneamente por protocolos de autoprotección.
- 3. Aislamiento:** España intentó importar energía de Francia, pero la interconexión (apenas un 3% de la demanda máxima) se saturó y se desconectó automáticamente para evitar el colapso de la red europea, dejando a España como una “isla eléctrica” sin capacidad de estabilización.

Defectos Identificados en el Sistema

El análisis posterior de Red Eléctrica de España (REE) y la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) reveló debilidades estructurales:

- **Infraestructura de Interconexión Insuficiente:** España sigue incumpliendo el objetivo de la UE de tener al menos un 10-15% de capacidad de intercambio con los países vecinos.
- **Falta de Almacenamiento a Gran Escala:** En la fecha del apagón, España solo contaba con 8 GW de almacenamiento (principalmente bombeo hidráulico), insuficientes para absorber una oscilación de 15 GW en segundos.
- **Obsolescencia de los Protocolos SCADA:** Algunos sistemas de control y monitorización no pudieron gestionar el volumen de datos masivo generado durante el desplome de la frecuencia, “cegando” momentáneamente a los operadores de cámara.

Impacto Económico y Social

Las pérdidas se estiman entre **1,000 y 5,000 millones de euros** en costes directos e indirectos.

Figura 12 →

Fuente: REE

Sector	Impacto Estimado (M€)	Consecuencia Principal
Industria	1,200 - 2,000	Parada de líneas de montaje (Automoción/Química).
Servicios	800 - 1,500	Caída de sistemas de pago y comercio minorista.
Transporte	300 - 500	Bloqueo de alta velocidad (AVE) y redes de cercanías.
Telecom	200 - 400	Colapso del 90% de redes móviles tras agotar baterías.

Soluciones y Hoja de Ruta

Para blindar el sistema frente a la “intermitencia crítica”, se han propuesto las siguientes medidas:

- 1. Inercia Sintética Obligatoria:** Exigir por ley que todas las nuevas plantas renovables utilicen inversores de “formación de red” (Grid-Forming) que simulen la inercia de las máquinas síncronas tradicionales.
- 2. Plan Masivo de Baterías (BESS):** Acelerar la instalación de al menos 20 GW de almacenamiento por baterías antes de 2030 para actuar como “parachoques” de frecuencia.
- 3. Refuerzo de la Interconexión Transpirenaica:** Priorizar los proyectos de cables submarinos por el Golfo de Vizcaya para elevar la capacidad de intercambio por encima de los 8,000 MW.
- 4. Digitalización de la Red (Smart Grids):** Implementar algoritmos de Inteligencia Artificial en los centros de control que puedan predecir y aislar fallos en microsegundos, mucho antes de que se vuelvan sistémicos.



Análisis Comparativo: España vs. Chile y Brasil (2025)

Mientras que el apagón en España (28 de abril de 2025) fue un fallo de **estabilidad dinámica** (frecuencia e inercia), los incidentes recientes en Latinoamérica responden a una combinación de **geografía extrema y crisis climática**.

El Caso de Chile: La Vulnerabilidad de la “Red Longitudinal”

Chile sufrió un evento similar apenas dos meses antes, el **25 de febrero de 2025**. A diferencia de España, Chile opera un sistema extremadamente lineal (el SEN), lo que lo hace muy sensible a fallos en el eje norte-sur.

- **Causa técnica:** Una falla en una línea de 500 kV desconectó 14 regiones. Al igual que en España, la alta penetración de renovables en el norte (Desierto de Atacama) dificultó la recuperación de la frecuencia.
- **Diferencia clave:** En Chile, el impacto económico se concentró en la **minería de cobre** (pérdida de 9,000 toneladas de cobre fino en un solo día, aprox. 83 M\$), mientras que en España el impacto fue principalmente en el sector servicios e industria manufacturera.
- **Solución aplicada:** Chile ha tomado la delantera en **Sistemas de Almacenamiento de Energía por Baterías (BESS)**. Mientras España debatía su regulación, Chile ya tenía en marcha proyectos como *Oasis de Atacama*, diseñados específicamente para proveer “control de frecuencia” automático.



El Caso de Brasil: La Crisis de la “Hidro-Dependencia”

Brasil, aunque posee un sistema mucho más robusto e interconectado que el español, enfrentó riesgos críticos a mediados de 2025 debido a la sequía extrema en el Amazonas y el Sudeste.

- **Causa técnica:** Inestabilidad por baja tensión. Brasil depende históricamente de la gran hidráulica (energía síncrona). Al bajar los niveles de los embalses, el sistema tuvo que importar energía fotovoltaica masiva del Nordeste, saturando las líneas de transmisión de larga distancia.
- **Diferencia clave:** El riesgo en Brasil no es la falta de inercia (pues sus turbinas hidráulicas son excelentes estabilizadores), sino la distancia geográfica. Un fallo en el “corredor norte-sur” brasileño puede aislar regiones enteras, algo que en España solo ocurre por la debilidad de la interconexión con Francia.

Figura 13 →

TABLA COMPARATIVA DE INCIDENTES (2025)

Fuente: REE

Indicador	España (28 Abr)	Chile (25 Feb)	Brasil (Mediados 2025)
Origen del Fallo	Baja inercia (IBR/Solar)	Falla de transmisión lineal	Estrés hídrico y saturación
Tiempo de recuperación	1 - 24 horas	3 - 8 horas	Intermitente (Racionamiento)
Impacto PIB (est.)	0.1% - 0.2% anual	145 M\$ (puntual)	Sistémico (Inflación energética)
Respuesta regulatoria	Límite a rampas renovables	Inversión en BESS minero	Activación de térmicas de respaldo

Desde una perspectiva académica y empresarial, estos eventos de 2025 nos enseñan tres lecciones críticas:

- 1. La “Tiranía” de los Inversores:** Las renovables son baratas, pero su integración sin inercia sintética crea un riesgo sistémico que las empresas deben valorar en sus mapas de riesgos operativos.
- 2. Seguridad vs. Sostenibilidad:** El “Trilema Energético” (Sostenibilidad, Asequibilidad y Seguridad) se ha desequilibrado. La seguridad de suministro debe volver a ser la prioridad en la inversión de infraestructuras.
- 3. Digitalización Obligatoria:** Las redes necesitan algoritmos de “curación” instantánea. Los directivos del sector deben entender que el negocio ya no es solo mover electrones, sino gestionar datos en tiempo real.

El Dilema Nuclear en España: Transición, Seguridad y el Espejo Alemán (2026)

A inicios de **2026**, la energía nuclear continúa siendo una parte importante de la generación de base en España. A pesar del crecimiento de las renovables, la nuclear garantiza la estabilidad de la frecuencia, algo que se echó en falta durante el incidente del 28 de abril del año pasado.

Datos Clave del Sistema:

- **Centrales en activo:** 7 reactores repartidos en 5 emplazamientos (Almaraz I y II, Ascó I y II, Cofrentes, Trillo y Vandellós II).
- **Potencia instalada:** Aproximadamente 7.1 GW (7,123 MW).
- **Generación y Demanda:** En 2025, la nuclear cubrió el 20.2% de la demanda eléctrica peninsular, operando más de 7,500 horas al año (un factor de carga superior al 90%).
- **Emisiones:** Evitó la emisión de unos 20 millones de toneladas de CO₂.

Ventajas e Inconvenientes

Ventajas

Generación de Base (*Baseload*): A diferencia de la solar o eólica, la nuclear no depende del clima. Es la única fuente sin emisiones que aporta **inercia síncrona** masiva al sistema.

- **Estabilidad de Precios:** Sus costes variables son bajos y predecibles, actuando como “amortiguador” frente a la volatilidad del precio del gas natural.
- **Independencia Climática:** Crucial en años de sequía donde la hidroeléctrica (otra fuente de base) falla.

Inconvenientes y Críticas

- **Gestión de Residuos:** El retraso en el Almacén Temporal Centralizado (ATC) aumenta los costes de gestión y el malestar social en las zonas afectadas.
- **Rigidez Operativa:** Las centrales nucleares no pueden modular su potencia rápidamente para “dejar hueco” a los picos de producción renovable, lo que a veces obliga a desconectar parques eólicos (vertidos).
- **Riesgo Percibido:** Aunque estadísticamente es la energía más segura por TWh generado, el estigma de accidentes históricos alimenta la oposición política.

El Plan de Desconexión y Calendario Actualizado

Tras intensos debates parlamentarios en 2025 tras el apagón, el Gobierno ha mantenido el calendario pactado en 2019, aunque bajo una vigilancia técnica extrema por parte del Consejo de Seguridad Nuclear (CSN).

Cronograma de Cierre (2027-2035)

1. **Noviembre 2027:** Almaraz I (Cáceres).
2. **Octubre 2028:** Almaraz II.
3. **2030:** Ascó I y Cofrentes.
4. **2032:** Ascó II.
5. **2035:** Vandellós II y Trillo (Fin de la era nuclear en España).

Expertos de la industria y organismos como **Fedea** advierten que cerrar Almaraz en 2027 elevará el precio del mercado mayorista un **9%** y aumentará las emisiones un **15%**, al tener que quemar más gas en ciclos combinados para cubrir el hueco.

Comparativa con Alemania: ¿Un espejo o una advertencia?

Alemania completó su *Atomausstieg* (apagón nuclear) en abril de 2023. Su experiencia sirve de caso de estudio para España.

Figura 13 →

Fuente: REE

Indicador	Alemania (Post-Nuclear)	España (Perspectiva 2035)
Sustitución de Potencia	Carbón (Lignito) y Gas inicialmente.	Renovables + Almacenamiento (BESS).
Precios Electricidad	Incremento de 18€/MWh en el pool.	Incertidumbre (dependencia del Gas).
Seguridad de Red	Alta dependencia de importaciones (Francia).	Riesgo de "isla eléctrica" si no hay baterías.
Emisiones	Repunte temporal de CO ₂ en 2023-24.	Objetivo de neutralidad en riesgo.

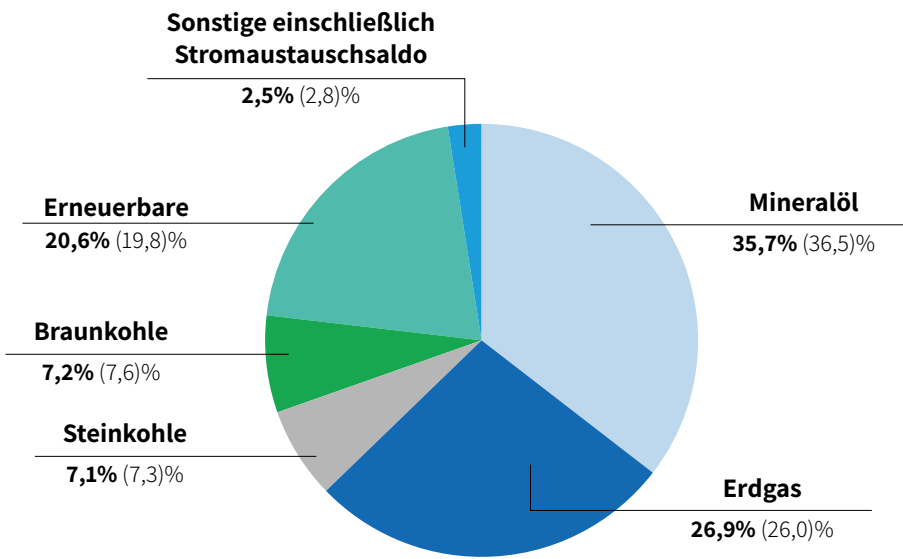
Lección Alemana: Alemania ha logrado una cuota récord de renovables (62%), pero a costa de tener la electricidad industrial más cara de Europa y una dependencia crítica de las interconexiones con países que sí tienen nuclear (como Francia o República Checa).

Figura 14 →

Fuente: AG Energiebilanzen (AGEB)

LIGEROS CAMBIOS EN LA COMBINACIÓN ENERGÉTICA.

Estructura del consumo de energía primaria en Alemania en 2025: 10.553 PJ o 369,1 millones de toneladas equivalentes de carbón (participaciones en porcentajes, año anterior entre paréntesis)



Perspectivas para España sin Nuclear

La salida de la nuclear dejará un vacío de **55-60 TWh anuales**. Las proyecciones para 2030-2035 sugieren:

- **Necesidad de Respaldo:** España necesitará instalar **20 GW de almacenamiento** (baterías y bombeo) y mantener operativos los ciclos combinados de gas como “seguro” de vida, lo que encarecerá los peajes de acceso.
- **Vulnerabilidad ante Apagones:** Sin la inercia de los grandes turbogeneradores nucleares, eventos como el del 28 de abril de 2025 podrían repetirse si no se despliega masivamente la tecnología de **inversores de formación de red**.
- **Pérdida de Capital Humano:** El desmantelamiento supone la pérdida de miles de empleos de alta cualificación técnica que difícilmente serán absorbidos por el sector renovable, menos intensivo en mano de obra operativa.

El año 2027 marcará un punto de inflexión en el mercado mayorista español (*pool*). La retirada de los primeros 1,000 MW de potencia firme (Almaraz I) alterará la curva de oferta, desplazando el equilibrio hacia tecnologías más caras en momentos de baja producción renovable.



El Efecto en el Mercado Mayorista (*Pool*)

La energía nuclear actúa actualmente como un “suelo” de oferta a precio casi cero (dado que es una energía que debe verse sí o sí). Al desaparecer esta base:

- **Entrada de los Ciclos Combinados:** El hueco dejado por la nuclear será cubierto predominantemente por el **gas natural**. Esto significa que el gas marcará el precio marginal con mayor frecuencia.
- **Incremento del MWh:** Diversos informes técnicos (PwC, Fedea) estiman que el precio del mercado mayorista podría subir entre **13€ y 37€ por MWh** tras el cierre total de Almaraz (2027-2028).
- **Costes de Emisión:** Al quemar más gas, España deberá comprar más derechos de emisión de CO₂, un coste que se traslada directamente al consumidor.

Impacto Estimado en la Factura Final

Para el consumidor, la desaparición de la energía nuclear no es solo un debate técnico, sino un encarecimiento directo del coste de la vida:

Figura 15 →

Perfil de Consumidor	Incremento Estimado (%)	Impacto Anual Estimado (€)
Hogares y PYMES	+23%	+150€ a +250€
Gran Industria	+35%	Riesgo de deslocalización
Sector Servicios	+15% - +20%	Traslado a precios finales

Nota técnica: Este incremento del 23-35 % es una previsión “ceteris paribus”. Si el despliegue de baterías y almacenamiento no es masivo para 2027, la volatilidad podría disparar estas cifras en episodios de calma o falta de viento.

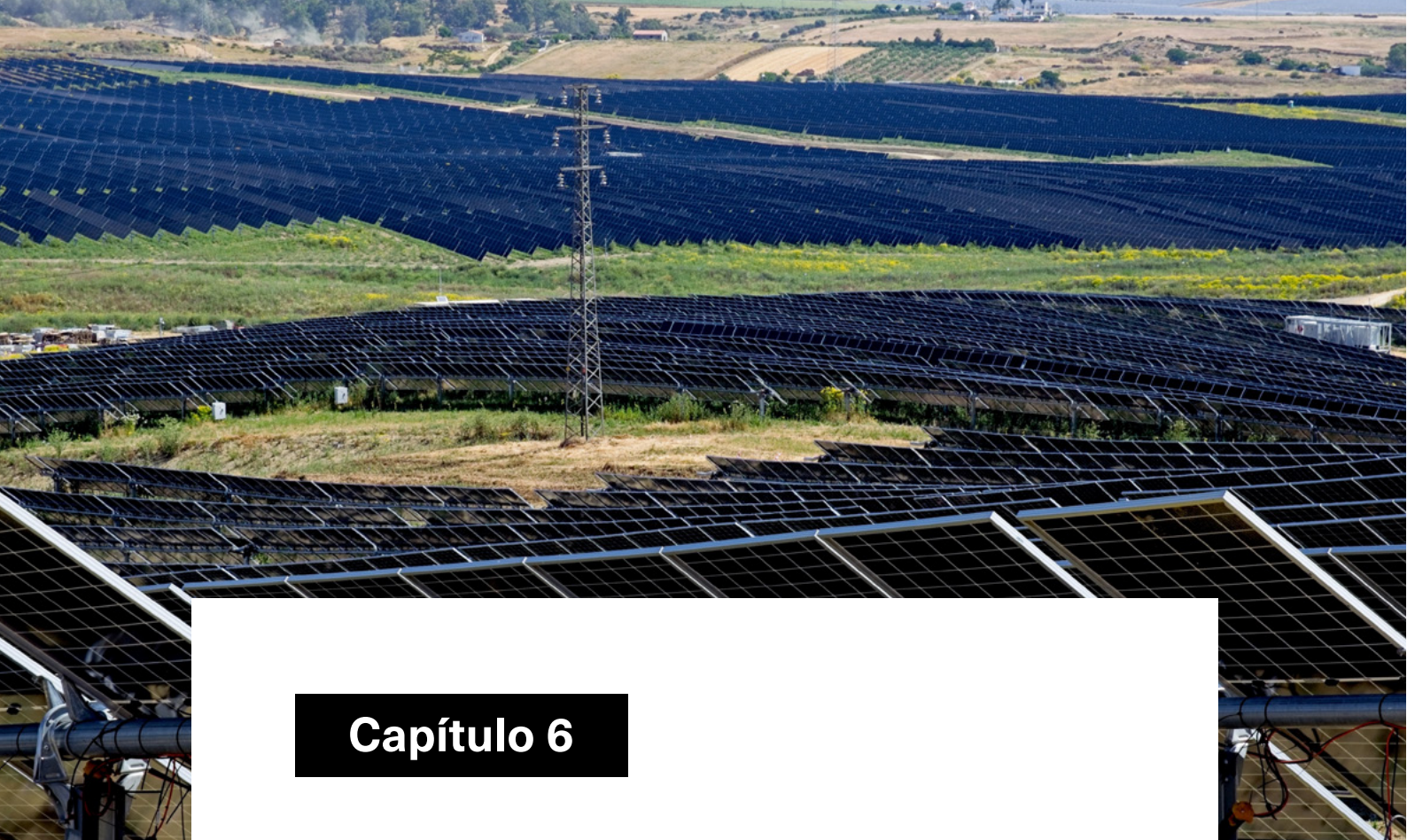
El Desafío de la “Tasa Enresa”

Un factor poco conocido por el público es el aumento del **40 % en la tasa de gestión de residuos** que el Gobierno ha propuesto para las centrales.

- Esta tasa ha pasado de unos **7.98 €/MWh a 11.14 €/MWh**.
- Las eléctricas propietarias (Iberdrola, Endesa, Naturgy) advierten que este coste hace que las plantas operen con márgenes negativos, lo que elimina cualquier incentivo para solicitar una prórroga de vida útil, incluso si el sistema lo necesitara tras el apagón de 2025.

España se enfrenta a un escenario donde, a pesar de tener la energía solar más barata de Europa durante el día, podría sufrir los precios más altos durante la noche y el invierno al carecer del respaldo nuclear. Para las escuelas de negocios, la lección es clara: **la competitividad de la industria española** en 2027 dependerá de nuestra capacidad para sustituir la firmeza nuclear con un almacenamiento que, a día de hoy, aún no está instalado.





Capítulo 6

La tendencia en 2026 y el futuro próximo

- ⤵ De cara a 2026, la prioridad absoluta de la agenda energética se desplaza hacia la **flexibilidad y la modernización de las redes**. Se espera que el consumo eléctrico alcance récords históricos impulsado por la electrificación del transporte, el calor industrial y, especialmente, la demanda masiva de los centros de datos destinados a la Inteligencia Artificial.

Las principales tendencias que definirán el ejercicio 2026 son:

- **Despliegue masivo de almacenamiento (BESS):** Tras las lecciones del “cero energético” de 2025, España y Latinoamérica acelerarán la instalación de baterías para actuar como “parachoques” de frecuencia y gestionar la intermitencia solar.
- **Inercia Sintética y Grid-Forming:** Se establecerán normativas técnicas que obliguen a las plantas renovables a integrar inversores capaces de simular la inercia de las máquinas síncronas tradicionales para evitar colapsos ante perturbaciones en la red.
- **Integración regional y superredes:** La necesidad de elevar la interconexión entre España y el resto de Europa por encima del 10 % será una prioridad estratégica para romper la condición de “isla eléctrica”.
- **Consolidación del Hidrógeno Verde:** Proyectos como el H2med y los polos en Chile (Magallanes) empezarán a pasar de la fase piloto a la escala industrial, orientándose a la exportación de e-combustibles.



Capítulo 7

Conclusiones

② El análisis del periodo 2025-2026 revela que la descarbonización es una realidad imparable, pero técnicamente más compleja de lo previsto inicialmente. La “tiranía de los inversores” y la intermitencia crítica han demostrado que no basta con instalar potencia renovable; es imprescindible dotar al sistema de mecanismos de respaldo y estabilidad dinámica.

- 1. Resiliencia Sistémica:** El evento de abril de 2025 en España y los incidentes en Chile subrayan la urgencia de invertir en digitalización y almacenamiento para mitigar riesgos económicos que pueden alcanzar miles de millones de euros en sectores clave como la industria y los servicios.
- 2. Liderazgo Geopolítico:** Mientras China mantiene una ventaja de escala masiva en la cadena de suministro, Estados Unidos y Europa buscan recuperar terreno mediante incentivos a la reindustrialización limpia y el refuerzo de infraestructuras críticas.
- 3. Hacia un nuevo modelo:** El futuro próximo exige una visión holística que combine la eficiencia energética, el autoconsumo y la gestión activa de la demanda. Solo mediante una red eléctrica inteligente y bien interconectada se podrá garantizar un suministro sostenible, seguro y económicamente competitivo para la sociedad del siglo XXI.

No podemos tampoco olvidar que la energía sirve a la sociedad y no al revés. Por lo tanto, todas las personas que componen la sociedad deben beneficiarse, aunque por desgracia existen problemas de suministro o de poder afrontar el recibo de la energía en una parte de la población, generando pobreza y la exclusión social. Las administraciones deben velar también por una regulación y protección justa y equilibrada.

Referencias bibliográficas

1. **BBVA Research.** (2025). *El apagón en tiempo real: colapso y resiliencia del consumo tras el 28A*. Informe de coyuntura económica.
2. **Climate Central.** (2025). *Una década de crecimiento para la energía solar y eólica de EE.UU.* → [IRA ENLACE](#)
3. **Comprender la energía baja en carbono en Estados Unidos a por medio de datos.** (s.f.). Lowcarbonpower.org. → [IRA ENLACE](#)
4. **Consejo de Seguridad Nuclear (CSN).** (2025). *Informe anual sobre la seguridad nuclear y protección radiológica en España*. Madrid: Publicaciones del CSN.
5. **Coordinador Eléctrico Nacional (CEN).** (2025). *Análisis de la falla sistémica del 25 de febrero en el Sistema Eléctrico Nacional de Chile*. Santiago de Chile.
6. **Ember.** (2024–2025). *Global Electricity Review*. Londres: Ember Climate.
7. **Ember Climate.** (2024). *Yearly Electricity Data 2023: Global Trends in Wind and Solar*. → [IRA ENLACE](#)
8. **Fedea.** (2024). *Impacto económico de la extensión de la vida útil de las centrales nucleares*. Informe de Coyuntura Energética.
9. **Foro de la Industria Nuclear Española.** (2025). *Resultados y perspectivas del parque nuclear español tras el apagón de abril*. Madrid: Foro Nuclear.
10. **Fraunhofer ISE.** (2025). *Public Net Electricity Generation in Germany: The first years without nuclear power*. Friburgo: Fraunhofer Institute.
11. *Generación total.* (s.f.). *Informes del sistema*. Red Eléctrica de España. → [IRA ENLACE](#)
12. **Global Energy Monitor (GEM).** (2024). *China's Renewables Boom: Accelerating Toward 2030 Targets*.
13. **International Energy Agency (IEA).** (2024–2025). *Latin America Energy Outlook*. París: IEA.
14. **International Renewable Energy Agency (IRENA).** (2024–2025). *Renewable Capacity Statistics; Latin America and the Caribbean Outlook*. Abu Dabi: IRENA.
15. **Joint Economic Committee.** (2024). *Cómo la Energía Renovable Puede Fortalecer la Red Eléctrica y Atender a los Riesgos de la Infraestructura*. Washington D.C.
16. **Match Energía.** (2025). *Impacto Económico del Apagón del 25F: Consecuencias y Lecciones para el Futuro*. → [IRA ENLACE](#)
17. **Ministério de Minas e Energia do Brasil.** (2024–2025). *Planos e programas do setor elétrico*. Brasília: MME.
18. **Ministerio de Energía de Chile.** (2024–2025). *Planes y estadísticas energéticas*. Santiago de Chile: Gobierno de Chile.

19. Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). (2025). *Relatório de Análise de Perturbação: Estresse hídrico e estabilidade de tensão*. Río de Janeiro, Brasil.

20. Organización Latinoamericana de Energía (OLADE). (2024–2025). *Panorama Energético de América Latina y el Caribe; Información Energética*. Quito: OLADE.

21. Redeia. (s.f.). *La demanda de energía eléctrica de España asciende un 2,6 % en diciembre*. Red Eléctrica. → [IRA ENLACE](#)

22. Red Eléctrica de España (REE). (2025). *Informe técnico sobre el incidente del Sistema Eléctrico Peninsular del 28 de abril de 2025*. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

23. Red Eléctrica de España (REE). (2026). *Previsiones de cobertura de la demanda 2026-2030 y plan de cierre nuclear*. Madrid: REE.

24. Roca, J. A. (2025, 29 de diciembre). Las energías renovables representan ya más de una cuarta parte de la energía generada en EEUU. *El Periódico de la Energía*.

25. SMCint. (2025). Análisis técnico del apagón de España en abril de 2025: causas, riesgos de baja inercia y soluciones de protección. *Journal de Ingeniería Eléctrica*.

26. U.S. Energy Information Administration (EIA). (2025a). *Annual Energy Outlook 2025*. → [IRA ENLACE](#)

27. U.S. Energy Information Administration (EIA). (2025b). *Short-Term Energy Outlook - December 2025*.

28. Vivolt. (2025). *El gran apagón eléctrico del 28 de abril de 2025 en España: causas, impacto y lecciones para el futuro*. Observatorio de Energía.

29. Wolfenstein, K. (2025, 2 de septiembre). Más de la mitad es solar: Estados Unidos está construyendo 64 GW de nuevas centrales eléctricas. *Xpert.Digital*.



OBS Business
School

School of **Business
Administration
& Leadership**

School of **Innovation
& Technology
Management**



Planeta Formación y Universidades