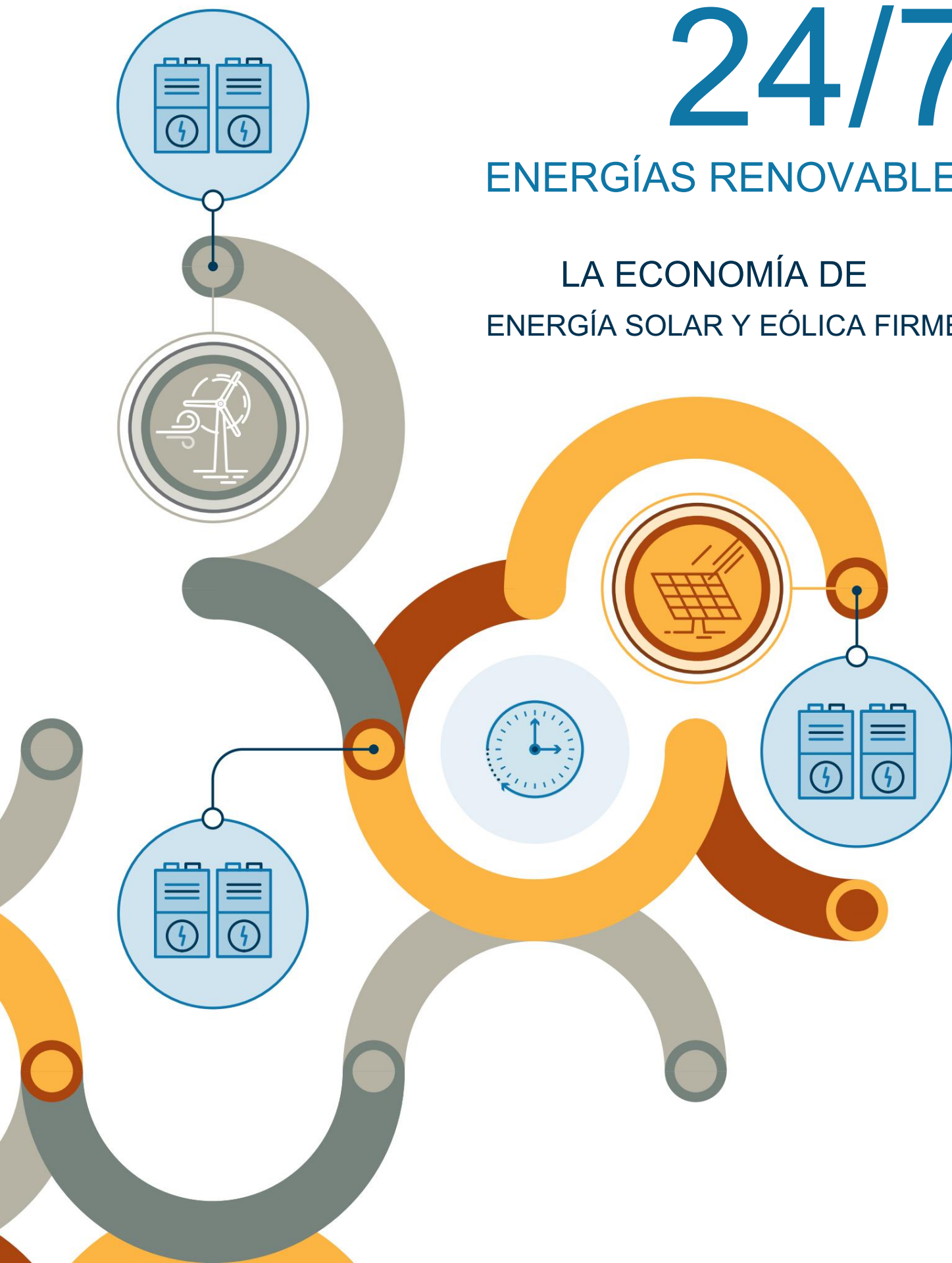


24/7

ENERGÍAS RENOVABLES

LA ECONOMÍA DE ENERGÍA SOLAR Y EÓLICA FIRMES



© IRENA 2026

Salvo indicación contraria, el material de esta publicación puede utilizarse, compartirse, copiarse, reproducirse, imprimirse y/o almacenarse libremente, siempre que se cite debidamente a IRENA como fuente y titular de los derechos de autor. El material de esta publicación que se atribuye a terceros puede estar sujeto a términos de uso y restricciones independientes, y es posible que se requiera obtener los permisos correspondientes de dichos terceros antes de su uso.

ISBN: 978-92-9260-736-4

Cita: IRENA (2026), Energías renovables 24/7: La economía de la energía solar y eólica firme, Agencia Internacional de Energías Renovables, Abu Dabi.

Acerca de IRENA

La Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA) es una organización intergubernamental que apoya a los países en su transición hacia un futuro energético sostenible y sirve como plataforma principal para la cooperación internacional, centro de excelencia y repositorio de conocimientos sobre políticas, tecnología, recursos y finanzas en materia de energías renovables. IRENA promueve la adopción generalizada y el uso sostenible de todas las formas de energía renovable, incluyendo la bioenergía, la geotérmica, la hidroeléctrica, la oceánica, la solar y la eólica, en pos del desarrollo sostenible, el acceso a la energía, la seguridad energética y el crecimiento económico y la prosperidad con bajas emisiones de carbono. www.irena.org

Expresiones de gratitud

Este informe fue elaborado por Saied Dardour, Deborah Ayres y Lourdes Zamora, bajo la dirección de Norela Constantinescu.

Los autores agradecen las valiosas contribuciones de los colegas de IRENA Francisco Gafaro, Adrian González, Bilal Hussain, Gayathri Nair, Danial Saleem, Himalaya Bir Shrestha, Binu Parthan y Yasuhiro Sakuma en la preparación de este estudio.

El informe se benefició de la revisión por pares y los comentarios de: A. Andrade (Dirección General de Energía y Geología, Portugal); MB Ben Ticha y Y. Li (Organismo Internacional de Energía Atómica); R. Bhattacharyya (BARC); M. Bianciotto y R. Ellis (Asociación Internacional de Energía Hidroeléctrica); T. Bjøndal (Ørsted); S. Cathalau (consultor); Y. Chen (consultor); K. Daly (EnergyTag); A. Das (consultor); K. Das (Universidad Técnica de Dinamarca); M. de l'Épine y D. Mugnier (Programa de Sistemas de Energía Fotovoltaica de la AIE); P. González, F. Laverón Simavilla e I. Nanclares Gutiérrez (Iberdrola); A. Jaeger-Waldau y C. Kirchsteiger (Centro Común de Investigación de la Comisión Europea); G. Kaur (Alianza Solar Internacional); MD Kristiansen y C. Wolter (Agencia Danesa de Energía); J. Lee, T. Singh y F. Zhao (Consejo Mundial de Energía Eólica); G. Masson (Instituto Becquerel); S. Pelland y Y. Poissant (Recursos Naturales de Canadá); F. Perdu (Comisión Francesa de Energías Alternativas y Energía Atómica); R. Pérez (Universidad Estatal de Nueva York); FB Quansah (consultor); M. Quero (Sunntics); K. Rangelova (Ember); J. Seel (Laboratorio Nacional Lawrence Berkeley); J. Souder (Consejo de Almacenamiento de Energía de Larga Duración); I. Suárez (TransitionZero); M. Taylor (consultor); H. Turton (Centro de Estudios e Investigación del Petróleo Rey Abdullah); S. Urquhart (Aegir Insights); y Y. Xie y X. Zhou (Instituto de Ingeniería de Energías Renovables de China). La revisión técnica estuvo a cargo de Paul Komor (IRENA).

La edición y la producción estuvieron a cargo de Francis Field, con el apoyo de Stephanie Clarke. El informe fue editado por Jonathan Gorvett y Lisa Mastny, con diseño gráfico de Nacho Sanz. Daría Gazzola, Nicole Bockstaller y Ling Ling Federhen brindaron apoyo adicional y se encargaron de la comunicación.

Para obtener más información o enviar comentarios: publications@irena.org

Este informe está disponible para su descarga en: www.irena.org/publications

Descargo de responsabilidad

Esta publicación y su contenido se proporcionan «tal cual». IRENA ha tomado todas las precauciones razonables para verificar la fiabilidad del material. Sin embargo, ni IRENA ni ninguno de sus funcionarios, agentes, proveedores de datos u otros proveedores de contenido externo ofrecen garantía alguna, expresa o implícita, y no asumen responsabilidad alguna por las consecuencias derivadas del uso de esta publicación o su contenido.

La información aquí contenida no representa necesariamente la opinión de todos los miembros de IRENA. La mención de empresas, proyectos o productos específicos no implica que IRENA los avale o recomiende con preferencia a otros de naturaleza similar que no se mencionan. Las denominaciones empleadas y la presentación del material aquí no implican la expresión de opinión alguna por parte de IRENA sobre la situación jurídica de ninguna región, país, territorio, ciudad o zona, ni sobre sus autoridades, ni sobre la delimitación de fronteras.

CONTENIDO

Figuras, tablas y recuadros.	4
Abreviaturas	5



RESUMEN EJECUTIVO	6
-----------------------------	---

01

EL AUGE DE LA ENERGÍA RENOVABLE LAS 24 HORAS DEL DÍA.	18
---	----

1.1 Más allá del LCOE: Por qué importa una perspectiva sistémica.	20
1.2 De los modelos de sistema a los puntos de referencia a nivel de proyecto.	23

02

LA ECONOMÍA DE LA ENERGÍA RENOVABLE FIRME.	24
--	----

2.1 Medición del coste de la energía renovable firme: el LCOE firme.	24
2.2 Comparación de los costos firmes de las energías renovables en distintos mercados.	27
2.3 Competitividad con la generación de combustibles fósiles.	33
2.4 ¿Qué factores influyen en el costo de la electricidad renovable firme?	35

03

DE LA COMPETITIVIDAD EN COSTOS A LA IMPLEMENTACIÓN A ESCALA.	44
--	----

3.1 Aprendizaje tecnológico: una dinámica de reducción de costos que se refuerza a sí misma.	44
3.2 Adaptación de la tecnología al contexto.	45
3.3 Facilitar el despliegue: el papel decisivo de las políticas.	46
3.4 Mirando hacia el futuro.	



REFERENCIAS	49
-----------------------	----



ANEXOS	51
------------------	----

Un marco metodológico para estimar el LCOE de una empresa.	51
B Supuestos de gastos de capital.	55
C Supuestos de gastos operativos.	58
D Cronograma del proyecto y supuestos de financiación.	59

CIFRAS

Figura 1 Marco conceptual del LCOE de la empresa. 8

Figura 2 Trayectoria del LCOE (costo nivelado de la energía) para la energía solar fotovoltaica.
y BESS con una fiabilidad del 95%,
2020-2035. 10

Figura 3. Porcentaje de proyectos solares fotovoltaicos en China.
con un LCOE firme inferior a 100 USD/MWh
(modelado). 11

Figura 4. LCOE y LCOE de la empresa con un 95 % de fiabilidad.
para determinados emplazamientos solares fotovoltaicos,
2025 y 2030. 12

Figura 5. Impacto de las estrategias de hibridación.
sobre el LCOE firme de la energía eólica terrestre
con BESS. 13

Figura 6 Factores determinantes relacionados con los recursos de la
Prima de consolidación para energía solar fotovoltaica. 15

Figura 7. Impacto de la disminución de los costos de la tecnología.
sobre el LCOE firme de la energía solar fotovoltaica
y BESS. 16

La Figura 8 muestra el LCOE (Costo Nivelado de la Energía) refleja los costos a
nivel de planta, pero no ofrece una visión completa del sistema. 21

Figura 9 LCOE de la empresa frente al objetivo de fiabilidad para
un proyecto solar fotovoltaico con BESS (Las
Vegas, Estados Unidos). 25

Figura 10 Disminución proyectada del LCOE de la empresa para
energía solar fotovoltaica y BESS (Las Vegas,
Estados Unidos). 26

Figura 11 Trayectoria del LCOE de la empresa para empresas seleccionadas
Emplazamientos solares fotovoltaicos, 2020-2035. 28

Figura 12 Trayectoria del LCOE de la empresa para seleccionada
Emplazamientos de parques eólicos terrestres, 2020-2035. 29

Figura 13 Porcentaje de proyectos solares fotovoltaicos
Suministrando electricidad firme a continuación
USD 100/MWh – China. 30

Figura 14 Porcentaje de proyectos eólicos terrestres
Suministrando electricidad firme a continuación
USD 100/MWh – China. 31

Figura 15 LCOE y LCOE de la empresa para seleccionados
Emplazamientos solares fotovoltaicos, 2025 y 2030. 32

Figura 16 LCOE y LCOE de la empresa para seleccionados
emplazamientos de parques eólicos terrestres, 2025 y 2030. 32

Figura 17 Impacto de la disminución del CAPEX en el
Coste nivelado de la energía (LCOE) de la energía eólica terrestre.
y BESS. 38

Figura 18 Factores determinantes relacionados con los recursos de la
prima de consolidación – energía solar fotovoltaica. 40

Figura 19 Factores determinantes relacionados con los recursos de la
prima de firmeza – energía eólica terrestre. 41

Figura 20 Impacto de las estrategias de hibridación
sobre el LCOE firme de la energía eólica terrestre
con BESS. 43

Figura 21. Componentes básicos y flujos de datos de la confirmación
a nivel de proyecto.
modelo de optimización. 51

Figura 22 Ejemplo ilustrativo de por hora
cálculos de despacho. 52

TABLAS

Tabla 1 Desglose del LCOE de la empresa para un
Proyecto solar fotovoltaico con BESS (Las
Vegas, Estados Unidos). 26

Tabla 2 tendencias tecnológicas, tendencias de costos y
Factores de costo – energía solar fotovoltaica. 35

Tabla 3 tendencias tecnológicas, tendencias de costos y
Factores de coste: energía eólica terrestre. 36

Tabla 4	Tendencias tecnológicas, tendencias de costos y Factores de costo – BESS.	37
Tabla 5	Entradas de la API de Renewables.ninja	54
Tabla 6.	Total de paneles solares fotovoltaicos instalados (supuesto). curvas de costos.	56
Tabla 7.	Total de energía eólica terrestre instalada supuesta. curvas de costos.	56
Tabla 8	Límites del sistema para energía solar fotovoltaica y viento terrestre.	56
Tabla 9	Supuestos clave que subyacen a las trayectorias de costos para las tecnologías renovables variables.	57
Tabla 10	Costos totales de instalación supuestos para sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS) curvas.	57

CAJAS

Caja 1	La consolidación a nivel de proyecto ya está en marcha. forma en la práctica.	19
Caja 2	La carrera por la capacidad: velocidad y fiabilidad como los nuevos diferenciadores.	19
Caja 3	La reforma contable se encuentra con el mercado. realidad.	20

ABREVIATURAS

C.A.	corriente alterna
AI	inteligencia artificial
BESS	sistema de almacenamiento de energía de baterías
BNEF	BloombergNEF
BOS	equilibrio del sistema
Gastos de capital (CAPEX)	
-----	corriente continua
ELCC	capacidad de carga efectiva
-----	sistema de gestión de energía
EPC	ingeniería, adquisiciones y construcción
UE	unión Europea
Coste nivelado de la electricidad (F-LCOE) de la empresa	
GEI	gas de efecto invernadero
GW	gigavatio
GWh	gigavatio hora
HJT	tecnología de heteroestructuras
IEA	Agencia Internacional de Energía
IRENA	Agencia Internacional de Energías Renovables
kW	kilovatio
kWh	kilovatio hora
LCOE	costo nivelado de la electricidad
LCOS	costo nivelado de almacenamiento
LDES	almacenamiento de energía de larga duración
LFP	fosfato de hierro y litio
GNL	gas natural licuado
MWh	megavatio hora
MW	megavatio
NCA	óxido de níquel cobalto aluminio
Costo neto de entrada de Net CONE	
NMC	óxido de níquel, manganeso y cobalto
OCDE	Organización para la Cooperación Económica y desarrollo
O&M	operación y mantenimiento
PCS	sistema de conversión de energía
Fotovoltaica	fotovoltaica
Contacto pasivado con óxido de túnel TOPCon	
TWh	teravatio hora
-----	Dólar estadounidense
VPP	central eléctrica virtual
VRE	energía renovable variable
WACC: costo promedio ponderado de capital	

RESUMEN EJECUTIVO

La energía solar y la eólica se han convertido en las fuentes más económicas de generación de electricidad a nivel mundial, proporcionando grandes volúmenes de energía limpia de forma fiable a lo largo del tiempo. Sin embargo, a medida que aumenta la penetración de las energías renovables, el principal desafío de la transición energética radica cada vez más en la suficiencia y la flexibilidad: garantizar que la electricidad limpia esté disponible siempre que se necesite, y no solo cuando las condiciones sean favorables.

Debido a que la producción solar y eólica varía con el clima y la hora del día, el suministro de energía las 24 horas requiere inversiones adicionales en almacenamiento, sobredimensionamiento de la generación y flexibilidad del sistema. Comprender el costo de esta "firma" —es decir, transformar la producción variable de energías renovables en un suministro continuo y confiable—

Por lo tanto, es fundamental para evaluar la viabilidad económica completa de las energías renovables en los sistemas eléctricos actuales y futuros.

Este informe aborda la cuestión desde una perspectiva integral, evaluando los costos de estabilización a nivel de activo en lugar de utilizar modelos sistémicos de necesidades de flexibilidad y sus implicaciones económicas. Indica que los sistemas solares fotovoltaicos (FV) y eólicos terrestres combinados con sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS) pueden proporcionar electricidad de forma fiable y rentable las 24 horas del día en condiciones de recursos favorables.

En zonas con alta demanda de energía solar y eólica, los sistemas configurados de forma óptima ya pueden suministrar electricidad las 24 horas del día a costes inferiores a los de referencia típicos de los combustibles fósiles, y a precios que, una vez construida la planta, están en gran medida protegidos de la volatilidad de los precios del combustible y de las interrupciones del suministro, como las recientes conmociones en los mercados mundiales de combustibles fósiles causadas por las interrupciones del transporte marítimo en el estrecho de Ormuz.

La interpretación de estos resultados está sujeta a dos importantes salvedades. En primer lugar, este informe no aboga por un suministro firme y continuo como objetivo universal. La fiabilidad se logra mediante diversos recursos —almacenamiento, generación gestionable, transmisión y flexibilidad de la demanda— y ningún sistema eléctrico requiere que todos sus generadores sean firmes. En segundo lugar, el perfil de producción constante que sustenta esta métrica de costes es una hipótesis de modelización elegida para garantizar la comparabilidad y la transparencia, y no una prescripción sobre cómo deben diseñarse los proyectos de energías renovables ni cómo deben operarse los sistemas eléctricos.

¹ En este informe, "energía renovable firme" se refiere a la electricidad suministrada por una combinación de generación y almacenamiento renovable que cumple con una parte específica de la demanda de forma continua y por horas.

LA ENERGÍA HÍBRIDA SOLAR, EÓLICA Y DE ENERGÍA DE BAJO CONSUMO COMO UNA CLASE DE ACTIVOS EMERGENTES

La energía solar y eólica se combinan cada vez más con sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS) en configuraciones híbridas ubicadas conjuntamente.² Estos sistemas optimizan el uso de conexiones de red limitadas, trasladan la producción de electricidad a las horas de mayor valor y reducen la exposición a la volatilidad de los precios. Los sistemas solares fotovoltaicos, eólicos y BESS ubicados conjuntamente también están bien posicionados para atender a los usuarios de electricidad más exigentes, incluidos los centros de datos, las cargas de trabajo de inteligencia artificial y la fabricación avanzada, que requieren energía ininterrumpida y de alta calidad y para los que se necesita un suministro continuo y firme. a menudo, el referente comercial pertinente.

Los grandes proyectos ya están demostrando la viabilidad técnica y comercial de este enfoque.

El complejo Al Dhafra de los Emiratos Árabes Unidos, por ejemplo, combinará 5,2 gigavatios (GW) de energía solar fotovoltaica con 19 gigavatio-hora (GWh) de almacenamiento en baterías para suministrar 1 GW de electricidad limpia, equivalente a una gran central térmica, a un coste estimado de 70 USD/megavatio-hora (MWh).³ En Estados Unidos, la combinación de energía solar y almacenamiento ha pasado de ser una excepción a una configuración de proyecto cada vez más habitual, con una proporción de proyectos solares a gran escala que crece rápidamente y que se prevé que represente la mayoría de las nuevas incorporaciones en esta década, según analistas del sector. Proyectos de este tipo ilustran cómo los sistemas híbridos de energías renovables ahora pueden proporcionar servicios que antes se asociaban exclusivamente con la generación convencional.

Este impulso en la implementación se ve reforzado por una transformación paralela en la forma en que se mide y valora la electricidad limpia. La equiparación anual, que durante mucho tiempo fue el estándar para las declaraciones corporativas sobre energía limpia, se reconoce cada vez más como inadecuada, ya que permite a las empresas informar emisiones de electricidad casi nulas independientemente de cuándo o dónde se produjo la generación. La revisión en curso del Protocolo de GEI

La Guía del Alcance 2 propone certificados horarios y georreferenciados como base para las reclamaciones de emisiones basadas en el mercado, un cambio que ya se refleja en las normas de certificación de hidrógeno renovable de la Unión Europea y en el Mecanismo de Ajuste en Frontera del Carbono, así como en los marcos de Certificados Granulares que están surgiendo en otros mercados. Estos avances están creando señales de precios que premian la fiabilidad y la flexibilidad, reforzando el argumento de inversión para el almacenamiento, las carteras híbridas y la energía limpia las 24 horas del día. suministro de electricidad.

² A lo largo de este informe, "solar" se refiere a la tecnología solar fotovoltaica a escala industrial. "Eólica" se refiere a la energía eólica terrestre a escala industrial. "Almacenamiento"

Se refiere a sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS) a escala industrial. El almacenamiento en baterías se modela como un sistema de iones de litio de cuatro horas para reflejar la implementación predominante a escala industrial y garantizar la comparabilidad entre proyectos y regiones. Los «sistemas híbridos» se refieren a combinaciones ubicadas en el mismo lugar de energía solar fotovoltaica, energía eólica terrestre y almacenamiento. Estas convenciones se aplican a lo largo del texto, a menos que se indique explícitamente lo contrario.

³ Estimación de IRENA basada en supuestos clave: 5.940 millones de dólares en gastos de capital (CAPEX), una tasa de descuento del 5% y una vida útil de 20 años.

⁴ Esta convergencia hacia la correspondencia temporal y espacial va más allá de los marcos contables corporativos. Según el artículo 6.4 del Acuerdo de París, los resultados de mitigación transferidos internacionalmente también están sujetos a los requisitos de ajuste correspondientes, que recompensan de manera similar la entrega verificable y específica en el tiempo de energía limpia.

UN INDICADOR A NIVEL DE PROYECTO PARA LA ELECTRICIDAD RENOVABLE EMPRESARIAL: LCOE DE LA EMPRESA

Este informe introduce el costo nivelado de electricidad firme (F-LCOE) como un punto de referencia a nivel de proyecto para evaluar la economía de la energía renovable estable y constante las 24 horas. A diferencia del LCOE convencional, que solo considera los costos de generación a nivel de planta, el LCOE firme tiene en cuenta el capital adicional.

necesario para alcanzar un objetivo de fiabilidad específico (Figura 1) mediante almacenamiento, sobreconstrucción de generación y energías renovables complementarias.

Figura 1. Marco conceptual del LCOE de la empresa.



Nota: La generación variable de energía solar fotovoltaica y eólica (izquierda) se transforma en una producción constante y estable (derecha) mediante una combinación de sobredimensionamiento de la generación, generación renovable complementaria y sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS). El perfil de producción estable se calibra para conservar el volumen total de generación anual del activo variable original, asegurando que el LCOE estable refleje únicamente el costo adicional de la modificación del perfil de producción, no el del aumento de la producción total de energía. El LCOE estable es la suma del LCOE independiente y la prima de estabilización, que considera el gasto adicional asociado a la opción de estabilización necesaria para alcanzar un objetivo de fiabilidad específico (establecido por defecto en un 95 %, salvo que se indique lo contrario).

En este estudio, la confiabilidad se define a nivel de activos en términos simplificados y basados en energía, como la proporción de la demanda anual de electricidad que puede cubrirse mediante generación y almacenamiento renovables dentro de la configuración modelada. Esta definición difiere de los conceptos estándar de confiabilidad de los sistemas eléctricos. En la ingeniería de sistemas eléctricos, la confiabilidad generalmente abarca la suficiencia (la capacidad de satisfacer la demanda máxima) y la seguridad, que se refiere a la resiliencia ante perturbaciones repentinas como fallas en los generadores o en la transmisión.

Por lo tanto, la métrica de confiabilidad utilizada aquí describe la certeza de suministro de un activo renovable individual o una configuración híbrida, en lugar de la adecuación o seguridad del sistema eléctrico. En el contexto de la contabilidad horaria de energía limpia, esta métrica está estrechamente relacionada con el "índice de coincidencia limpia" o la "tasa de coincidencia horaria" (la proporción de la demanda cubierta por fuentes limpias en cada hora), aunque aquí se aplica a la economía del proyecto en lugar de a la contabilidad de emisiones.

El marco de modelización asume un perfil de producción horaria constante a lo largo del año. Esta suposición debe entenderse como una aproximación a los compromisos de suministro ininterrumpido, como los que utilizan los centros de datos o los consumidores industriales que operan las 24 horas, donde un suministro constante y continuo es el referente comercial relevante. No representa un patrón de despacho óptimo para los sistemas eléctricos reales, que normalmente dependen de una combinación de generación, transmisión, almacenamiento y gestión de la demanda flexibles para equilibrar la oferta y la demanda. Por lo tanto, el LCOE firme debe interpretarse como un coste de respaldo conservador a nivel de proyecto para el suministro fiable de electricidad renovable en contextos con limitaciones de red o aislados.

Dado que la integración a nivel de sistema —mediante la agregación de múltiples recursos, redes de transmisión y medidas de flexibilidad— suele reducir el coste de lograr una fiabilidad comparable, el LCOE firme debe considerarse un límite superior de los costes asociados a las energías renovables variables. Utilizado de esta forma, complementa los modelos del sector eléctrico a nivel de sistema, ofreciendo a inversores y desarrolladores un referente transparente y replicable para evaluar la viabilidad económica de los activos híbridos de energías renovables a nivel de proyecto.

Si bien este análisis se centra en la energía solar fotovoltaica, la energía eólica terrestre y el almacenamiento en baterías de iones de litio, los resultados no implican que estas sean las únicas —ni necesariamente las óptimas— vías para lograr un suministro fiable de energía renovable en todos los contextos. El almacenamiento de energía a largo plazo, la energía solar de concentración, la energía geotérmica y la interconexión transfronteriza son contribuyentes viables a la fiabilidad del sistema, aunque quedan fuera del alcance del marco de modelización actual. Se prevé que una mayor implementación de estas opciones ejerza una presión adicional a la baja sobre el coste de la electricidad renovable firme gracias a los efectos de la curva de aprendizaje y las economías de escala.

COMPETITIVIDAD DE COSTOS DE LA ELECTRICIDAD RENOVABLE DISPONIBLE LAS 24 HORAS DEL DÍA

Los modelos de IRENA muestran que el costo de suministrar electricidad renovable firme ha disminuido rápidamente, impulsado por la caída de los costos de la energía solar fotovoltaica, la energía eólica y los sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS).⁵ Entre 2010 y 2024, los costos totales instalados disminuyeron un 87 % para la energía solar fotovoltaica, alcanzando los USD 708/kilovatio (kW)⁶ y un 55 % para la energía eólica terrestre, alcanzando USD 1066/kW. Los costos de los sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS) cayeron aún más drásticamente, disminuyendo un 93%, de USD 2634 por kilovatio-hora (kWh) en 2010 a USD 197/kWh en 2024. Encuestas recientes de la industria indican que esta disminución se aceleró aún más en 2025, con una caída de los precios de los sistemas llave en mano de alrededor del 30% en un solo año, alcanzando su nivel más bajo registrado. Se espera que el continuo aprendizaje tecnológico, la escala de fabricación y la maduración de la cadena de suministro impulsen mayores reducciones de costos en las tres tecnologías durante los próximos cinco a diez años.

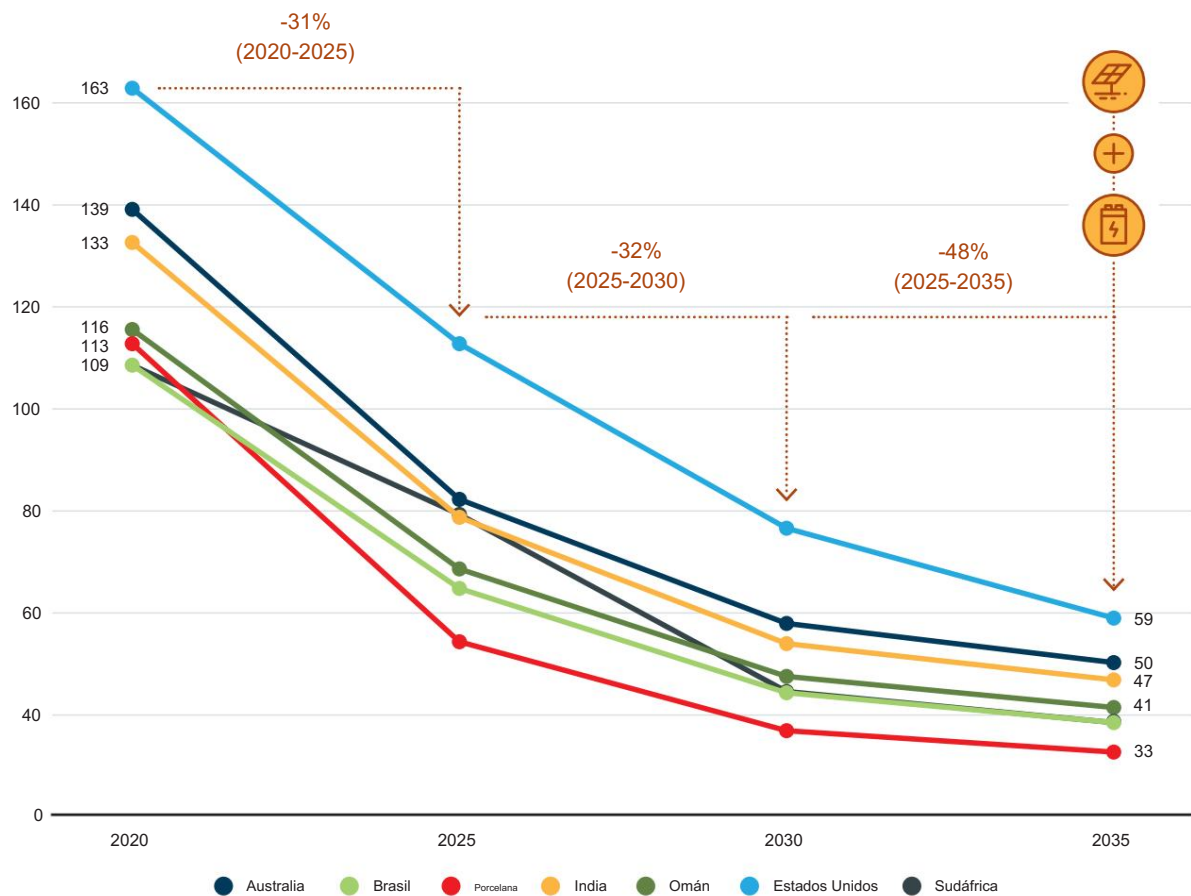
⁵ Todas las trayectorias de costos presentadas en este informe deben interpretarse como estimaciones basadas en escenarios bajo la tecnología y financiación indicadas, y supuestos de implementación, en lugar de pronósticos de resultados futuros del mercado.

⁶ Salvo que se indique lo contrario, todas las cifras de costos en este informe se expresan en dólares estadounidenses reales a precios de 2025 (USD 2025). Donde Cuando se indica explícitamente un año de precios (por ejemplo, USD2024), la cifra se expresa en los precios de ese año de referencia, tal como se informan en la fuente original, y no se ha deflactado ni ajustado a los precios de 2025.

ENERGÍAS RENOVABLES 24/7: LA ECONOMÍA DE LA ENERGÍA SOLAR Y EÓLICA FIRMES

El impacto en los costos de respaldo ha sido sustancial. Un análisis realizado por IRENA sobre configuraciones solares con baterías en varios países muestra que los LCOE de respaldo han disminuido de más de 100 USD/MWh en 2020 a alrededor de 54-82 USD/MWh para 2025 en regiones solares de alta irradiación y corredores de viento fuerte.⁷ Se proyectan reducciones de costos adicionales de aproximadamente un 30 % para 2030 y alrededor de un 40 % para 2035 bajo las suposiciones tecnológicas y de costos actuales, lo que llevará los LCOE de respaldo por debajo de 50 USD/MWh en los sitios de mejor rendimiento para 2035. Figura 2 Esto ilustra esta tendencia. Las simulaciones asumieron un objetivo de confiabilidad del 95%.

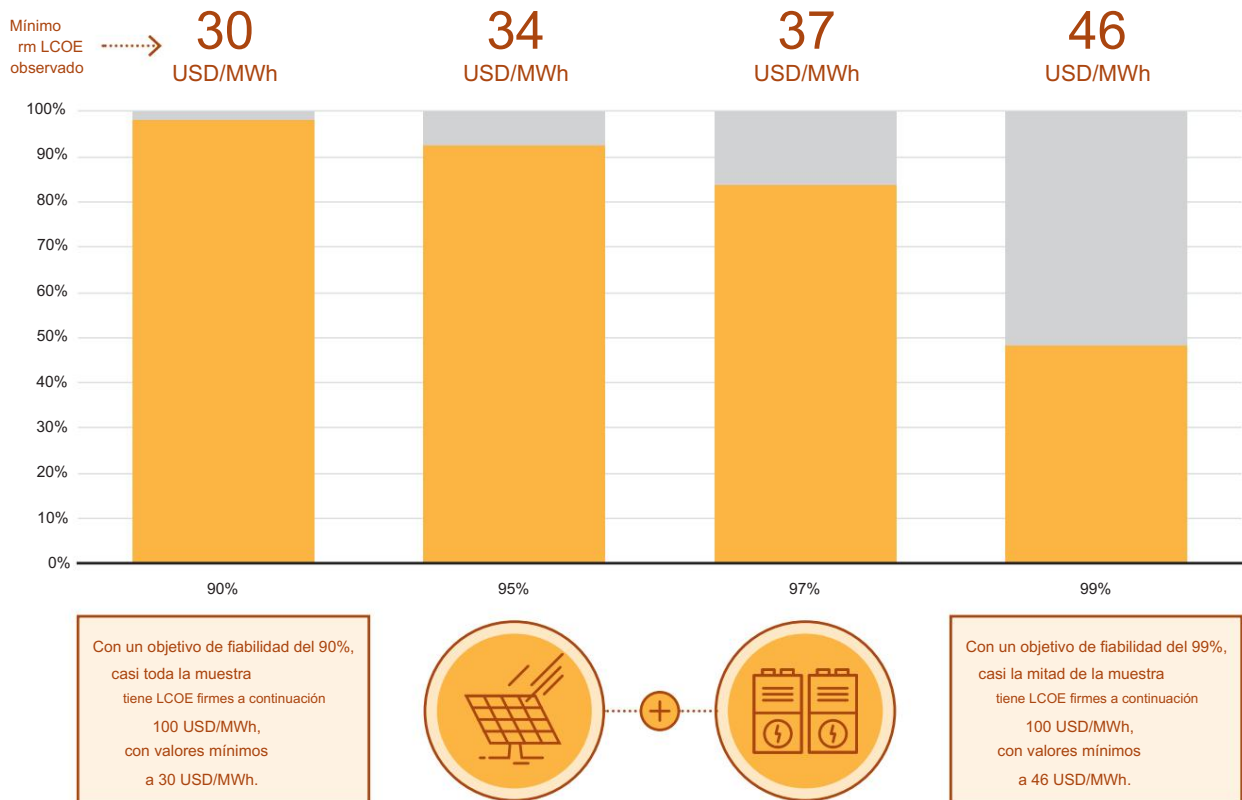
Figura 2. Trayectoria del LCOE (coste nivelado de la energía) para sistemas solares fotovoltaicos y sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS) con una fiabilidad del 95 %, periodo 2020-2035.



⁷ Estas trayectorias, basadas en un enfoque de curva de aprendizaje para las proyecciones de costos tecnológicos, deben interpretarse como escenarios más que como pronósticos deterministas. En contextos donde los costos se han estancado o, en algunos casos, han aumentado —como en Estados Unidos en los últimos años—, estas trayectorias reflejan el potencial técnico más que las expectativas de entrega a corto plazo.

Actualmente, China define el costo mínimo global para la energía solar con almacenamiento. Las simulaciones aplicadas a 252 proyectos solares fotovoltaicos a gran escala puestos en marcha en 2024 muestran que una gran mayoría puede suministrar electricidad firme por debajo de USD 100/MWh (Figura 3). Los LCOE firmes mínimos observados en la muestra de proyectos son tan bajos como 30 USD/MWh con un nivel de fiabilidad del 90%, aumentando solo modestamente hasta alrededor de 46 USD/MWh con un nivel de fiabilidad del 99%, y más de la mitad de la muestra permanece por debajo del valor de referencia de 100 USD/MWh incluso con la fiabilidad más alta. nivel considerado.

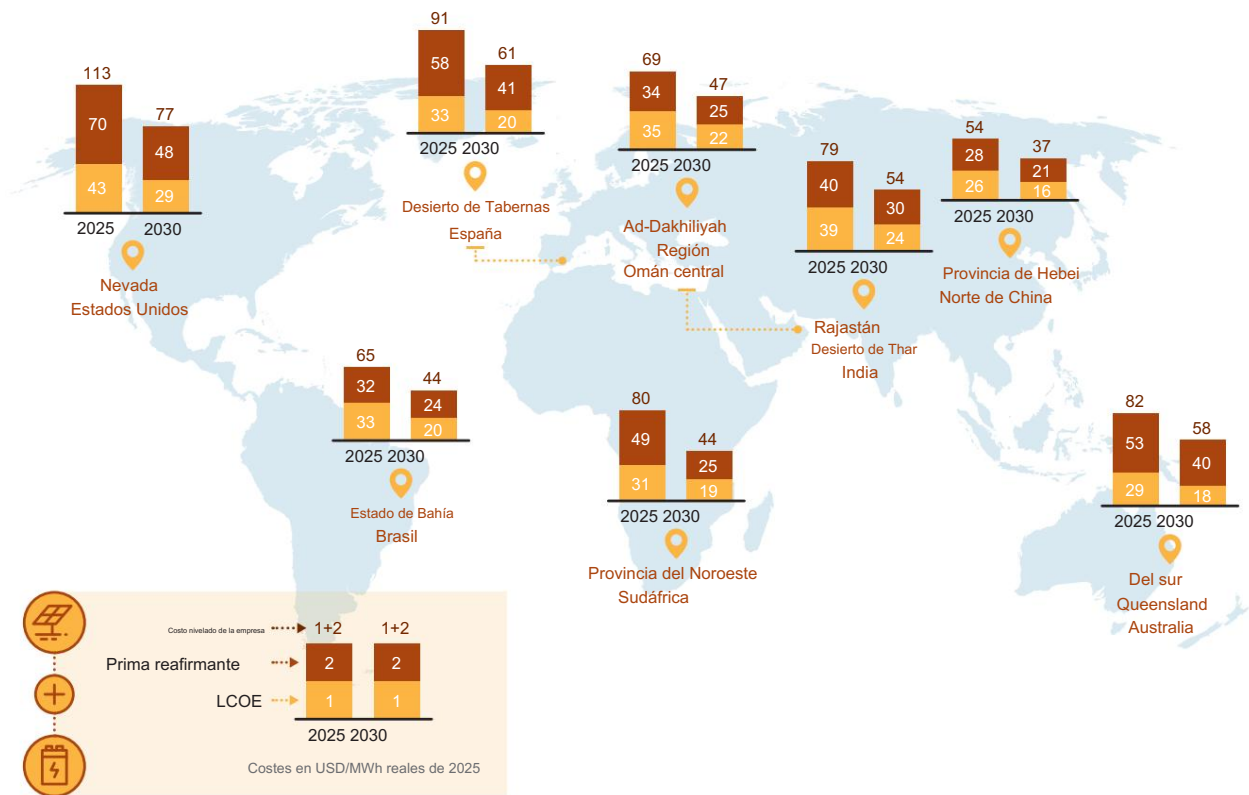
Figura 3. Porcentaje de proyectos solares fotovoltaicos en China con un LCOE firme inferior a 100 USD/MWh (modelo).



A nivel mundial, los LCOE firmes para energía solar con almacenamiento siguen siendo más altos que en China, pero están disminuyendo rápidamente. En una variedad de sitios de alta calidad, desde el estado de Bahía en Brasil y el desierto de Thar en India hasta el sur de Queensland en Australia y la provincia del Noroeste en Sudáfrica, los LCOE firmes en 2025 oscilaron entre aproximadamente De 65 a 82 USD/MWh, con LCOE no confirmados de tan solo 29 a 39 USD/MWh. Para 2030, se proyecta que los costos confirmados disminuyan a entre 44 y 58 USD/MWh en la mayoría de estos sitios, lo que refleja la continua disminución de los costos totales instalados tanto de energía solar fotovoltaica como de sistemas de almacenamiento de energía en baterías (Figura 4). Estados Unidos es una excepción: los mayores costos de financiamiento, los cargos de interconexión y la complejidad de los permisos han mantenido los costos elevados, y los LCOE confirmados de energía solar con almacenamiento siguen siendo más altos que en otras regiones. En todas las ubicaciones, la prima de confirmación se está reduciendo, lo que destaca la creciente competitividad de la energía solar ininterrumpida en regiones con altos recursos a nivel mundial. La mayor parte de la población mundial vive dentro de estas zonas de alta irradiación y fuertes vientos, lo que convierte la disminución del costo de la energía renovable confirmada en una oportunidad de desarrollo de importancia global.

ENERGÍAS RENOVABLES 24/7: LA ECONOMÍA DE LA ENERGÍA SOLAR Y EÓLICA FIRMES

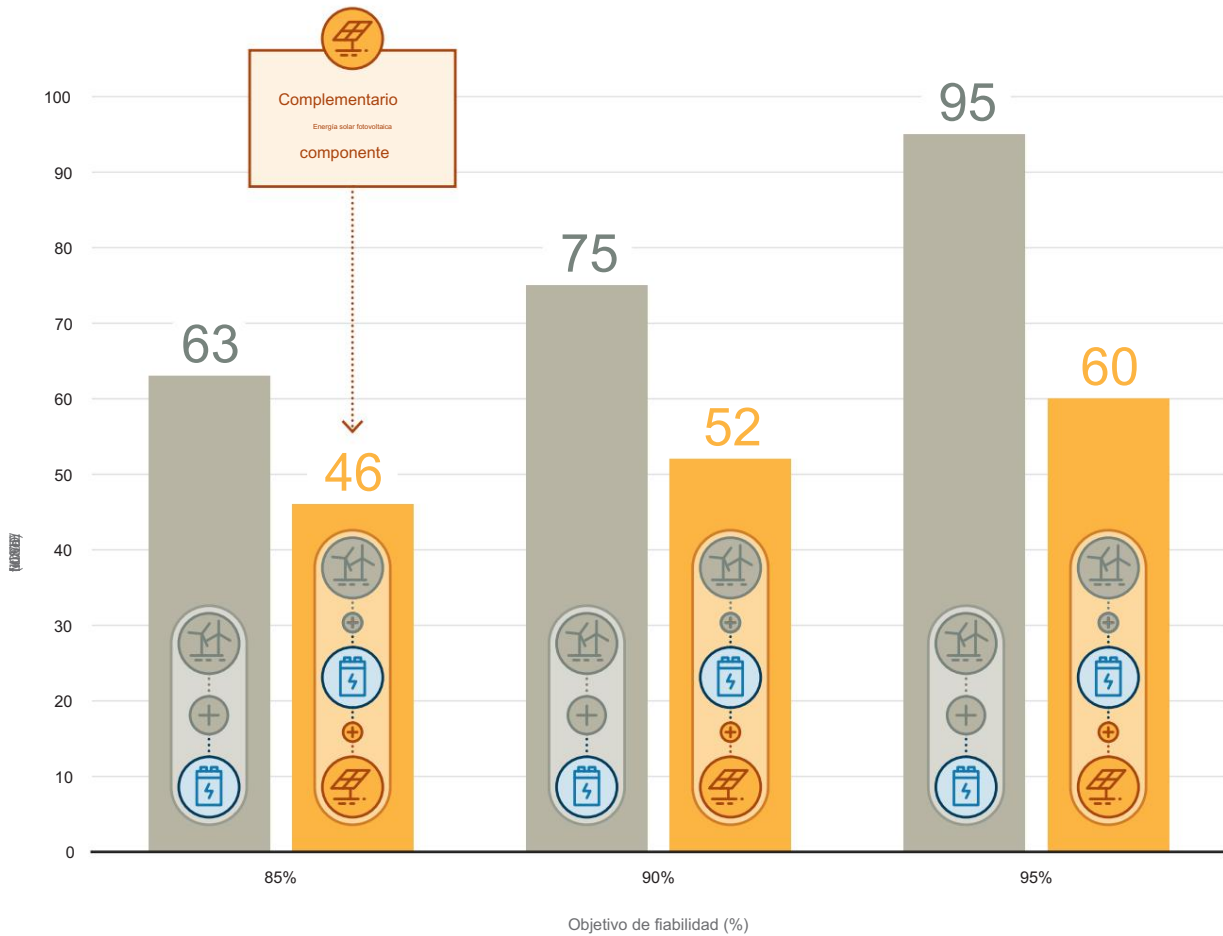
Figura 4. LCOE y LCOE firme con un 95 % de fiabilidad para emplazamientos fotovoltaicos seleccionados, 2025 y 2030.



Los costes nivelados de la energía (LCOE) para sistemas eólicos con almacenamiento son generalmente más altos que para sistemas solares con almacenamiento con objetivos de fiabilidad equivalentes, a pesar de que la energía eólica terrestre suele ser más barata que la energía solar fotovoltaica si se considera un LCOE no confirmado. La diferencia se debe a los perfiles de generación variables. La energía solar fotovoltaica sigue un ciclo diario predecible, y la estabilización requiere principalmente almacenamiento intradía para desplazar la producción diurna a la demanda vespertina. La producción eólica, por el contrario, puede verse afectada por eventos de baja generación de varios días, incluso en regiones con abundantes recursos, lo que requiere mayor capacidad de almacenamiento o de respaldo, lo que eleva el LCOE firme. Las estimaciones de IRENA para 2025 muestran que los LCOE firmes de energía eólica más almacenamiento oscilaron entre aproximadamente 59 USD/MWh en China y entre 88 USD y 94 USD/MWh en Brasil, Alemania y Australia, con costos proyectados para disminuir a aproximadamente entre 49 USD y 75 USD/MWh en estos mercados para 2030 (entre 46 USD y 67 USD/MWh en 2035).

Sin embargo, a nivel de sistema, esta distinción prácticamente desaparece: la naturaleza complementaria de los perfiles de generación solar y eólica reduce la duración y la magnitud de los déficits energéticos, disminuyendo la necesidad de estabilización general y reduciendo sustancialmente los costos en comparación con cualquiera de las tecnologías por separado (Figura 5). En la práctica, los sistemas renovables de estabilización más rentables combinan la energía solar y la eólica, aprovechando su complementariedad natural.

Figura 5. Impacto de las estrategias de hibridación en el LCOE firme de la energía eólica terrestre con BESS.



Nota: Los resultados se muestran para una configuración de energía eólica terrestre y almacenamiento en baterías bajo dos estrategias de hibridación: sobreconstrucción eólica (columnas grises) y un componente solar fotovoltaico complementario (columnas naranjas), con objetivos de fiabilidad del 85 %, 90 % y 95 %. El análisis se basa en supuestos sobre los costes de la tecnología para 2025 y en un emplazamiento eólico de alta calidad en el corredor de Elizabeth Bay en Namibia.

Estas trayectorias de costes apuntan a un cambio fundamental en el panorama competitivo de la generación de electricidad.

En China, la energía solar con almacenamiento ya se sitúa muy por debajo del coste de la nueva generación a partir de carbón, que suele oscilar entre 70 y 85 USD/MWh, y muy por debajo de las nuevas centrales de gas, que generalmente superan los 100 USD/MWh.⁸ En Estados Unidos, las nuevas turbinas de gas de ciclo combinado han alcanzado un récord.

102 USD/MWh: un precio que se ajusta en general a los costes de la energía solar y eólica en condiciones de fiabilidad del 90-95% en regiones con abundantes recursos.

En Arabia Saudí, los sistemas solares con almacenamiento pueden alcanzar un suministro casi continuo con un coste nivelado de la energía (LCOE) fijo de alrededor de 70 USD/MWh, competitivo con la generación de gas de ciclo combinado incluso donde los combustibles fósiles son baratos a nivel nacional.

⁸ Esta cifra refleja el LCOE estimado de la nueva capacidad de generación a partir de carbón en China y no debe confundirse con el costo promedio de las centrales operativas existentes. El LCOE de referencia para la generación de carbón en China suele estar entre 50 y 65 USD/MWh, niveles en los que las centrales con costos más elevados tendrían dificultades para mantener la rentabilidad. El LCOE de nueva construcción se utiliza a lo largo de este informe para mantener la coherencia con las comparaciones entre países, donde la cuestión relevante de política e inversión se refiere al costo de la capacidad que aún no se ha construido.

En varias economías importantes, la combinación de energía eólica y almacenamiento ya ha superado un nuevo umbral: su coste ahora es inferior al de las centrales de carbón y gas existentes, lo que significa que la rentabilidad de las instalaciones fósiles ya construidas se ve desafiada no solo por la nueva capacidad renovable, sino también por el coste marginal de mantener en funcionamiento la flota existente. A nivel mundial, la drástica disminución de los costes de generación y almacenamiento observada en los últimos años ha llevado a las energías renovables firmes a un punto en el que mantienen una ventaja de costes con respecto a la nueva generación de combustibles fósiles en las principales regiones con recursos solares y eólicos; una ventaja cuyas implicaciones van mucho más allá del propio sector energético.

La electricidad es el principal factor de coste en el hidrógeno verde y otros procesos de conversión de energía a combustibles, representando normalmente dos tercios o más del coste nivelado de producción. Estos procesos son sensibles no solo al precio de la electricidad, sino también al factor de capacidad de los electrolizadores: una mayor utilización permite distribuir los costes de construcción entre una mayor producción, reduciendo el coste por unidad de hidrógeno o combustible sintético producido. El suministro continuo de electricidad renovable a un coste estable y decreciente aborda directamente ambos parámetros. En consecuencia, la rentabilidad del hidrógeno verde y los combustibles limpios derivados mejorará, reforzando el valor estratégico de la energía limpia ininterrumpida, mucho más allá de los mercados eléctricos. Esta misma lógica se aplica a las industrias de alto consumo energético en general, para las que el acceso a electricidad firme y de bajo coste constituye una ventaja competitiva estructural.

FACTORES CLAVE QUE INFLUYEN EN LOS COSTOS DE LA ELECTRICIDAD RENOVABLE EN LAS EMPRESAS

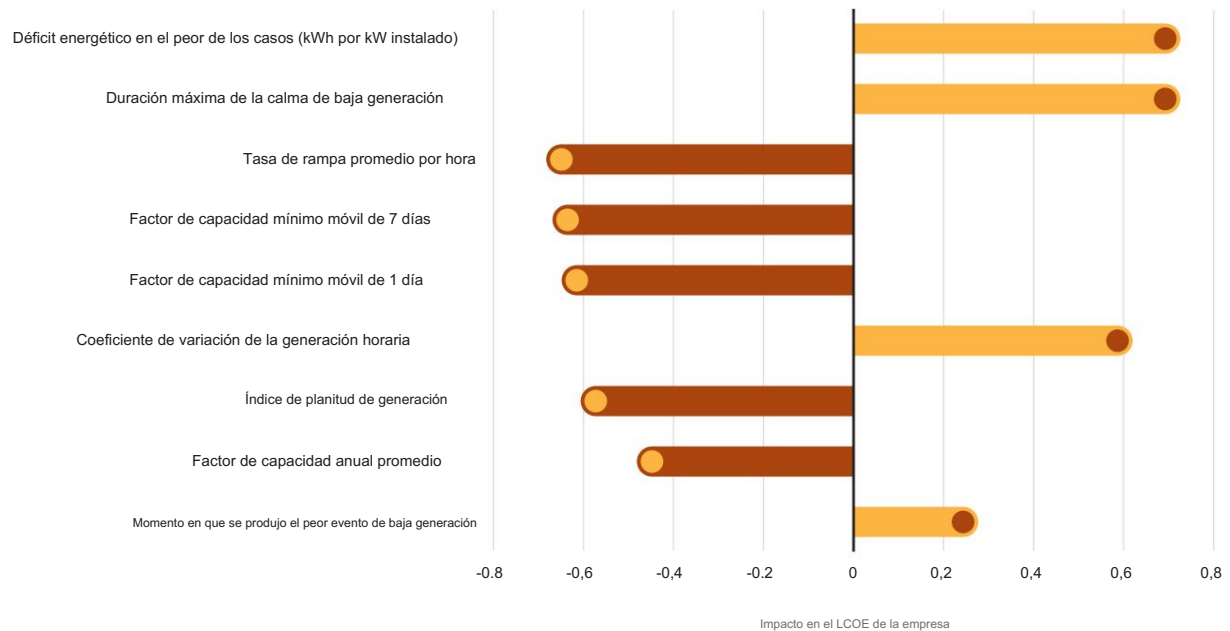
El coste de suministrar electricidad renovable de forma estable varía según las tecnologías, las ubicaciones y los objetivos de fiabilidad. Comprender estos factores es fundamental para identificar dónde la energía renovable disponible las 24 horas del día ya es competitiva y dónde se requiere un mayor progreso.

El punto de partida es la geografía. La calidad de los recursos y los patrones climáticos locales son los principales determinantes de si un sitio puede soportar energía renovable firme y competitiva en costos.⁹ Las regiones solares de alta irradiancia y los corredores de viento con perfiles de generación persistentes y estables experimentan menos déficits de suministro y de menor intensidad, lo que reduce la capacidad de almacenamiento y la sobreconstrucción de generación necesaria para mantener un suministro confiable. En zonas con recursos más débiles o variables, el coste de la energía firme es estructuralmente más elevado en todos los niveles de fiabilidad, y la estabilización a nivel de proyecto por sí sola puede no ser la vía más económica para lograr un suministro fiable. Sin condiciones favorables de recursos, ninguna combinación de almacenamiento, sobreconstrucción o diseño del sistema puede compensar completamente; aunque en tales contextos, otras opciones como la energía geotérmica, el almacenamiento de energía de larga duración y la interconexión regional se vuelven particularmente relevantes.

⁹ Los perfiles de generación adoptados en este análisis se basan en un único año meteorológico histórico representativo, lo que garantiza una comparación consistente entre ubicaciones y tecnologías y respalda la narrativa sobre las tendencias de costos. Utilizar varios años meteorológicos constituiría un enfoque más riguroso, en particular para realizar pruebas de estrés ante eventos prolongados de baja generación, y debería llevarse a cabo siempre que se evalúe un sitio específico.

Sin embargo, en emplazamientos con recursos suficientes, pueden producirse episodios prolongados de baja generación (periodos de baja irradiancia solar y vientos débiles que se prolongan durante varios días consecutivos, conocidos como «calmas eólicas oscuras» o, en la literatura energética, como *Dunkelflaute*), con un impacto negativo en el coste nivelado de la energía (LCOE) firme. El análisis de IRENA muestra que la intensidad y la duración de estos episodios tienen una influencia mucho mayor que los factores de capacidad promedio o la variabilidad de la producción a corto plazo (Figura 6).

Figura 6. Factores relacionados con los recursos que influyen en la prima de estabilización de la energía solar fotovoltaica.



Nota: Las barras del diagrama de tornado muestran los coeficientes de correlación de Pearson entre la prima de firmeza a nivel de proyecto y varios indicadores de calidad de los recursos, ordenados por magnitud absoluta. Un coeficiente positivo indica que el indicador y la prima de firmeza se mueven en la misma dirección; por ejemplo, los eventos de baja generación más prolongados se asocian con una prima de firmeza más alta.

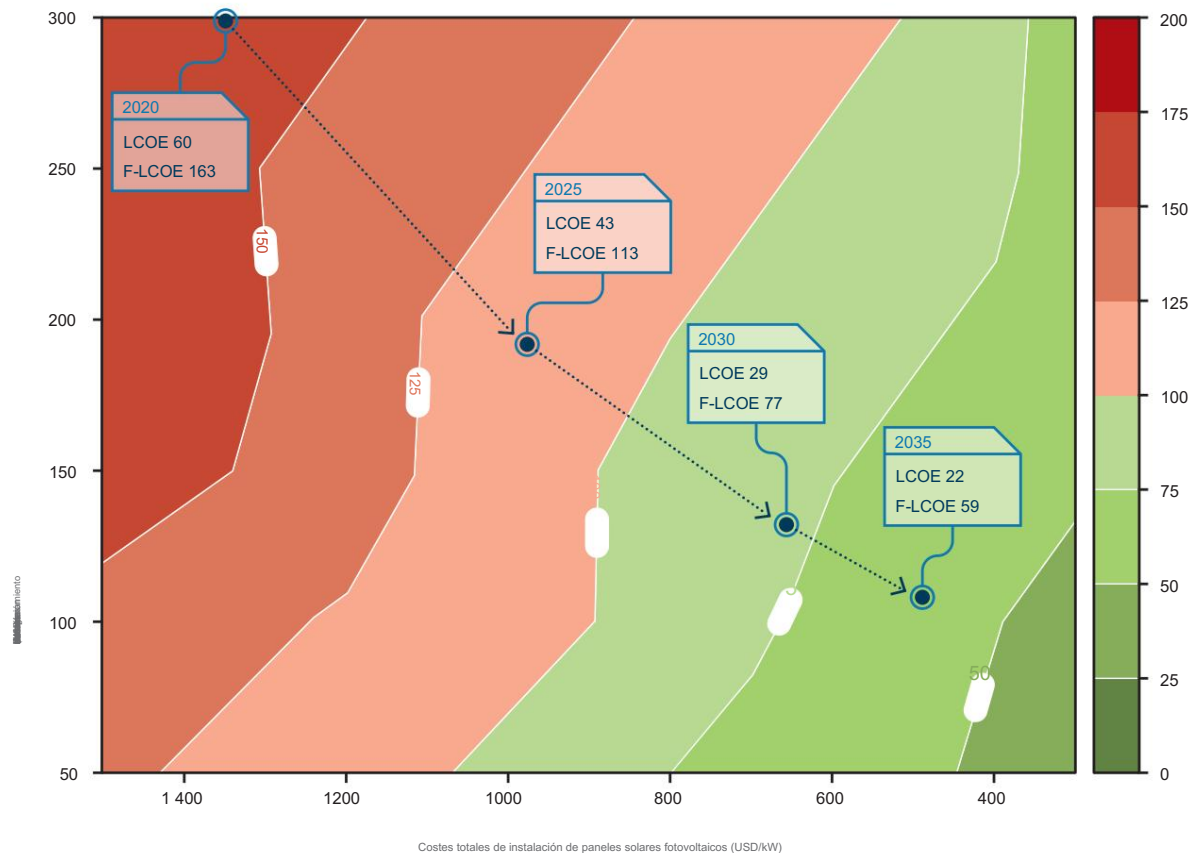
Un coeficiente negativo indica que se mueven en direcciones opuestas. Todos los proyectos se modelan bajo supuestos tecnoeconómicos idénticos; por lo tanto, cualquier diferencia en las primas de firmeza refleja únicamente las características de los recursos.

Las baterías de iones de litio gestionan eficazmente las fluctuaciones diarias, pero para cubrir déficits de varios días o estacionales es necesario ir más allá del almacenamiento de corta duración. La herramienta más eficaz es la diversificación de la cartera: cuando las condiciones de los recursos son favorables, la combinación de la generación solar fotovoltaica y eólica puede reducir los déficits de suministro. En el Reino Unido, por ejemplo, Ember sugiere que los días con baja generación eólica y solar simultáneas se producen solo el 2 % del tiempo (Mayo, 2025). Cuando persisten los déficits, la capacidad del sistema para cubrirlos puede ampliarse mediante tecnologías de almacenamiento de larga duración, como la energía hidroeléctrica de bombeo, las baterías de flujo, los sistemas de aire comprimido y el almacenamiento térmico, así como fuentes renovables gestionables como la energía hidroeléctrica, la bioenergía y la energía geotérmica.

ENERGÍAS RENOVABLES 24/7: LA ECONOMÍA DE LA ENERGÍA SOLAR Y EÓLICA FIRMES

Una vez definidos el emplazamiento y su configuración híbrida, los costes de la tecnología y el objetivo de fiabilidad seleccionado determinan conjuntamente el coste final. A medida que la energía solar fotovoltaica, la eólica y los sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS) se abaratan, el sistema pasa de un rango de costes elevados a uno de costes reducidos, independientemente del nivel de fiabilidad deseado, si bien la trayectoria está condicionada por la calidad de los recursos del emplazamiento y las condiciones de financiación (Figura 7).

Figura 7. Impacto de la disminución de los costes de la tecnología en el LCOE de la empresa de energía solar fotovoltaica y BESS.



Nota: Sitio hipotético de energía solar fotovoltaica en Las Vegas, Nevada, Estados Unidos. Cada isolínea del gráfico de contorno representa un nivel de LCOE firme. (en USD/MWh) – estimado con un objetivo de fiabilidad del 95 % – en función de los costes totales de instalación de la energía solar fotovoltaica (eje horizontal) y del sistema de almacenamiento de energía en baterías (eje vertical). A medida que disminuyen los costes de la tecnología, el sistema se desplaza desde la zona roja de alto coste hacia la zona verde de bajo coste a lo largo de la trayectoria discontinua. La forma y la posición de las curvas de nivel reflejan la calidad de los recursos del emplazamiento y las condiciones de financiación.

Un factor determinante del coste final es el objetivo de fiabilidad elegido; la Figura 5 ilustra su impacto en el LCOE firme de una configuración eólica con almacenamiento. En niveles moderados (del 80 % al 90 % en regiones con recursos de alta calidad), los sistemas híbridos de energías renovables pueden satisfacer la demanda de forma rentable utilizando volúmenes manejables de almacenamiento y sobredimensionamiento de la generación. Más allá de este umbral, los costes aumentan de forma no lineal: cada punto porcentual adicional de fiabilidad requiere un almacenamiento o sobredimensionamiento desproporcionadamente mayor. Por lo tanto, para la mayoría de las aplicaciones comerciales e industriales, el rango del 80-90 % representa el equilibrio más rentable entre asequibilidad y certeza de suministro. Los usuarios con los requisitos de suministro más exigentes (incluidos centros de datos, hospitales e instalaciones de fabricación de precisión) suelen requerir estándares de disponibilidad más altos y necesitarán estrategias de respaldo específicas, como generación gestionable de energías renovables o redundancia explícita de la red.

MÁS ALLÁ DEL COSTE: FIABILIDAD, RESILIENCIA Y VELOCIDAD DE IMPLEMENTACIÓN

En regiones con recursos de alta calidad, la energía solar fotovoltaica, la energía eólica terrestre y los sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS) ubicados en el mismo lugar ya pueden proporcionar electricidad confiable las 24 horas del día a costos competitivos con, y en muchos casos inferiores a, los de la nueva generación de combustibles fósiles. Esto representa un cambio fundamental en lo que la electricidad renovable puede ofrecer y el precio en que se puede entregar.

Sin embargo, la energía solar y eólica firme representan solo una de las varias vías para lograr sistemas eléctricos confiables. Se pueden integrar altas proporciones de energías renovables variables sin necesidad de que cada generador sea firme, siempre que exista suficiente flexibilidad en las redes de transmisión, el almacenamiento, la respuesta a la demanda y la capacidad despachable complementaria. La firmeza a nivel de proyecto es más relevante cuando el acceso a la red es limitado, cuando los clientes requieren un suministro continuo y firme, o cuando se necesita nueva capacidad rápidamente y convencional.

Las alternativas se enfrentan a plazos de entrega más prolongados.

A medida que aumenta la demanda de electricidad por parte de los centros de datos, la inteligencia artificial y las industrias con alto consumo energético, la velocidad de implementación, y no solo el coste, se está convirtiendo en una ventaja competitiva de los sistemas híbridos de energías renovables.

Las instalaciones solares fotovoltaicas, eólicas y de almacenamiento de energía en baterías (BESS) ubicadas en el mismo lugar generalmente se pueden construir y poner en marcha en un plazo de uno a dos años, una vez obtenidos los permisos y la conexión a la red, lo que supone un tiempo considerablemente mayor que la nueva generación a gas en muchos mercados.¹⁰ Además, la incorporación del almacenamiento en baterías permite conectar una mayor capacidad renovable variable a los puntos de conexión a la red existentes, lo que reduce los plazos de implementación y aplaza las costosas mejoras de la transmisión.¹¹

El valor estratégico de estas ventajas se extiende mucho más allá de la economía del proyecto. La demanda de electricidad está aumentando rápidamente, impulsada por la electrificación del transporte, la industria y la economía digital, y por el cambio general hacia la eliminación de los combustibles fósiles. Al mismo tiempo, las recientes crisis geopolíticas han puesto de manifiesto que la dependencia de los combustibles fósiles importados expone a las economías a la volatilidad de los precios y a las interrupciones del suministro que escapan a su control.

En este contexto cambiante, la electricidad renovable, y en particular los sistemas híbridos que funcionan las 24 horas, ofrecen una propuesta estructuralmente diferente: el recurso es local, el coste marginal de generación es bajo, los precios a largo plazo están en gran medida desvinculados de los mercados mundiales de materias primas, y se puede ofrecer un suministro firme y flexible a un coste predecible y decreciente, lo que ofrece una protección natural contra la volatilidad de los precios de los combustibles fósiles para cualquier gran consumidor de electricidad.

A medida que las tecnologías maduran y los costos siguen disminuyendo, aprovechar su potencial depende cada vez más de políticas y estrategias que lo faciliten. En muchos países, los mercados eléctricos, la infraestructura de la red y los marcos de contratación pública aún no valoran adecuadamente el potencial de los sistemas híbridos de energías renovables. Superar estas deficiencias —mediante reformas en el diseño del mercado que valoren explícitamente la flexibilidad y la estabilidad— determinará el ritmo al que las reducciones de costos documentadas en este informe se traduzcan en capacidad renovable firme desplegada y una menor dependencia de los combustibles fósiles.

10 En muchos mercados, los plazos totales de desarrollo de proyectos —incluidos los permisos, las aprobaciones de interconexión y la conexión a la red— se extienden mucho más allá del período de construcción. En países afectados por retrasos en la conexión a la red, restricciones en los permisos o presiones en la cadena de suministro, los plazos de desarrollo pueden ser más largos y la reducción de costos más lenta. Por lo tanto, las trayectorias presentadas en este informe deben entenderse como un reflejo del potencial técnico, más que de los resultados reales de la implementación, que variarán según los países y los entornos regulatorios.

11. Un análisis realizado por Ember sugiere que los sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS) pueden permitir que hasta cinco veces más capacidad solar se conecte a través de la infraestructura de red existente. (Ember, 2025).

01

EL ASCENSO DE LAS 24 HORAS ENERGÍA RENOVABLE

En la última década, el coste de la electricidad renovable ha disminuido drásticamente: la energía solar fotovoltaica (FV) y la eólica terrestre se han convertido en las fuentes de generación de electricidad más competitivas a nivel mundial, según la base de datos de costes de energías renovables de IRENA (IRENA, 2025). Esta disminución de costes ha impulsado un despliegue sin precedentes: en los últimos años, la incorporación de capacidad renovable ha superado sistemáticamente la de cualquier otra tecnología.

Sin embargo, a medida que aumenta la participación de las energías renovables variables, surgen dos desafíos. El primero es físico: garantizar que la energía esté disponible cuando y donde se necesite. Si bien los operadores del sistema se han vuelto cada vez más hábiles en la gestión del equilibrio en tiempo real, las restricciones de conexión a la red se están convirtiendo en una limitación importante. El segundo desafío es económico: una alta participación de las energías renovables reduce los precios mayoristas durante los períodos de máxima generación, lo que disminuye los ingresos —y la viabilidad económica— para los desarrolladores de proyectos.

En respuesta, está surgiendo una nueva generación de activos híbridos que combinan energía solar fotovoltaica, eólica y sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS) (Recuadro 1). Estos sistemas permiten conectar una mayor capacidad de generación a través de la infraestructura de red existente, desplazar la producción a las horas de mayor valor, mejorar las tasas de captación¹² y proporcionar electricidad renovable fiable las 24 horas del día.

¹² Hirth (2026) define la tasa de captura como "los ingresos mayoristas por MWh en relación con el precio promedio (base) de la electricidad del mismo año".

RECUADRO 1: LA ACTUALIZACIÓN A NIVEL DE PROYECTO YA ESTÁ TOMANDO FORMA EN LA PRÁCTICA

- En Abu Dhabi, Emiratos Árabes Unidos, el complejo Al Dhafra combinará 5,2 gigavatios (GW) de capacidad solar fotovoltaica con 19 gigavatios hora (GWh) de BESS para ofrecer una producción constante e ininterrumpida de 1 GW (Masdar, 2025).
- Las licitaciones de energías renovables de la India, que operan las 24 horas del día, exigen a los desarrolladores garantizar umbrales mínimos de utilización en sus carteras híbridas de energía solar, eólica y almacenamiento, lo que permite adquirir energía limpia y estable de forma competitiva mediante mecanismos comerciales estándar (Andreae et al., 2022). Subastas recientes demuestran que estas configuraciones pueden proporcionar energía limpia casi continua con alta disponibilidad (alrededor del 95 %) y a costos inferiores a 60-65 USD/MWh (Chojkiewicz et al., 2025).

En todo Estados Unidos, la combinación de energía solar y almacenamiento en instalaciones propias ha pasado de ser una excepción a una configuración de proyecto cada vez más habitual, con aproximadamente una cuarta parte de las nuevas instalaciones solares a gran escala previstas para 2025 combinadas con almacenamiento, una proporción que se prevé que supere la mitad de toda la nueva capacidad en esta década (BNEF, 2025).

- En mercados con alta irradiación como Arabia Saudita, las configuraciones solares con almacenamiento se están acercando a una disponibilidad casi continua a costos competitivos con la generación de gas de ciclo combinado, en línea general con la Se estima un coste de entre 70 y 80 USD/MWh para el proyecto Al Dhafra en los Emiratos Árabes Unidos, incluso en lugares donde los combustibles fósiles se producen a nivel nacional (BNEF, 2026a).
- En Australia y Portugal, los desarrolladores están combinando de manera similar la energía solar con los sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS) y la generación eólica complementaria para maximizar la producción dentro de los límites fijos de la red (Ember, 2025).

Este impulso de implementación se ve reforzado y acelerado por dos factores adicionales: un aumento en la demanda de electricidad por parte de centros de datos, cargas de trabajo de inteligencia artificial y manufactura avanzada que está alargando los plazos de entrega y elevando el gasto de capital (CAPEX) para la generación convencional (Recuadro 2); y un cambio fundamental en la forma en que se mide y valora la electricidad renovable, impulsado por la reforma de políticas y la evolución de las normas contables (Recuadro 3).

RECUADRO 2 LA CARRERA POR LA CAPACIDAD: VELOCIDAD Y FIABILIDAD COMO NUEVOS FACTORES DIFERENCIADORES

Los sistemas solares y de almacenamiento ubicados en el mismo lugar se están volviendo cada vez más importantes a medida que la demanda de electricidad aumenta rápidamente* , impulsada por los centros de datos, las cargas de trabajo de inteligencia artificial y la fabricación avanzada.** Estos sectores requieren no solo grandes volúmenes de energía, sino también un suministro continuo y de alta calidad con una tolerancia casi nula a las interrupciones. A medida que la demanda se acelera, la velocidad con la que se puede desplegar nueva capacidad se convierte en un factor decisivo. En este contexto, los sistemas híbridos de energías renovables —que combinan energía solar, eólica y almacenamiento— ofrecen una solución modular y escalable. Por lo general, se pueden desarrollar y poner en marcha en uno o dos años, una vez que se han obtenido los permisos y la conexión a la red, lo que permite incorporar capacidad firme rápidamente y expandirla progresivamente a medida que crecen las necesidades.

En contraste, la generación convencional a gas enfrenta crecientes limitaciones debido a los cuellos de botella en la cadena de suministro y el aumento de los costos. Según S&P Global, la fuerte demanda mundial de turbinas de gas ha extendido los plazos de entrega a entre cinco y siete años para muchos modelos (Anderson, 2025). Simultáneamente, el CAPEX de las nuevas centrales de gas de ciclo combinado ha aumentado drásticamente, superando los 2000 USD/kW en algunos mercados, más del doble del costo de proyectos similares construidos hace tan solo unos años. Estos retrasos y aumentos de costos limitan la capacidad de la generación a gas para responder a las necesidades de capacidad a corto plazo, particularmente en sistemas eléctricos que experimentan un rápido crecimiento.

La Agencia Internacional de Energía (AIE) prevé que alrededor del 80 % del crecimiento de la demanda mundial de energía hasta 2035 se producirá en regiones con alta irradiación solar. Esto marca un cambio decisivo en la geografía del consumo energético y ayuda a explicar el despliegue acelerado de soluciones de energía solar de alta fiabilidad, especialmente en economías emergentes y en desarrollo (AIE, 2025a).

** Según la AIE, la demanda mundial de electricidad procedente de los centros de datos crece a un ritmo de alrededor del 12 % anual y se prevé que se duplique con creces para 2030, con un impacto especialmente significativo en los sistemas eléctricos de las economías avanzadas. El reciente informe de la AIE, Energía e IA (AIE, 2025b), subraya la importancia de las energías renovables con almacenamiento para proporcionar electricidad fiable e ininterrumpida a gran escala, al tiempo que señala que los largos plazos de entrega de las tecnologías de generación convencionales —incluidas las centrales eléctricas de gas— podrían limitar la velocidad a la que se puede ofrecer nueva capacidad.

RECUADRO 3: LA REFORMA CONTABLE SE ENCUENTRA CON LA REALIDAD DEL MERCADO

El entorno regulatorio y de mercado está convergiendo en un principio común: la electricidad limpia debe medirse y valorado no solo por el volumen, sino también por el momento y el lugar en que se entrega.

En la Unión Europea, las normas vinculantes para la certificación del hidrógeno renovable requieren correlación geográfica. e implementar gradualmente la conciliación horaria a partir de 2030, fomentando el desarrollo de una infraestructura de certificados más detallada. En Estados Unidos, la legislación fiscal federal ha establecido una estructura de crédito diferenciada para proyectos ubicados en el mismo lugar. con créditos para el componente de almacenamiento que se extienden más allá de los de la energía solar independiente, lo que efectivamente cambia el proyecto. economía a favor de diseños de empresas y de ubicación conjunta. En China, mandatos provinciales que requieren la ubicación conjunta de baterías como Una condición para la aprobación de la conexión a la red impulsó una rápida ampliación de la capacidad de coubicación entre 2023 y 2025. estableciendo una industria nacional que continuó creciendo incluso después de que se eliminaran los mandatos a principios de 2025. A nivel corporativo, los grandes compradores están combinando cada vez más las energías renovables variables con sistemas solares con almacenamiento integrados. La energía hidroeléctrica y otras fuentes de energía bajas en carbono, incluida la nuclear, señalan un cambio medible desde el volumen. Maximización para la optimización de la fiabilidad en la adquisición de energía limpia.

Estas señales políticas se encuentran con una realidad comercial que refuerza la necesidad de sistemas híbridos de energías renovables sólidos. En Europa, el rápido aumento de las horas con precio cero y negativo en mercados saturados de energía solar ha puesto de manifiesto los límites. de igualación anual en la práctica. Los proyectos solares independientes enfrentan una creciente erosión de los ingresos durante los períodos de máxima demanda. generación, mientras que los activos híbridos solares más almacenamiento pueden desplazar la producción a las horas de mayor valor, obteniendo un precio prima que el mercado reconoce cada vez más. Los prestamistas e inversores de proyectos están respondiendo en consecuencia, con carteras híbridas e integración de almacenamiento convirtiéndose en condiciones para la estabilidad de los ingresos, en lugar de opcionales. mejoras (Radoia et al., 2026).

El marco contable se está adaptando a esta realidad del mercado. Garantías de origen por hora: ahora obligatorio en la Unión Europea – y marcos de certificados granulares equivalentes que están surgiendo en Otros mercados están diseñados para vincular las afirmaciones sobre energía limpia con la hora y el lugar específicos de entrega, Creación de señales de precios que recompensen la fiabilidad y la flexibilidad. La revisión en curso del Protocolo de GEI La Guía del Alcance 2 propone extender esta lógica globalmente, requiriendo certificados por hora y coincidentes con la ubicación como base para las afirmaciones de emisiones basadas en el mercado; esta perspectiva ya está influyendo en la estrategia de adquisiciones, con los compradores Explorar opciones de energía limpia firmes y gestionables en previsión de obligaciones más estrictas en el marco del Alcance 2.

1.1 MÁS ALLÁ DEL LCOE: POR QUÉ IMPORTA UNA PERSPECTIVA SISTÉMICA

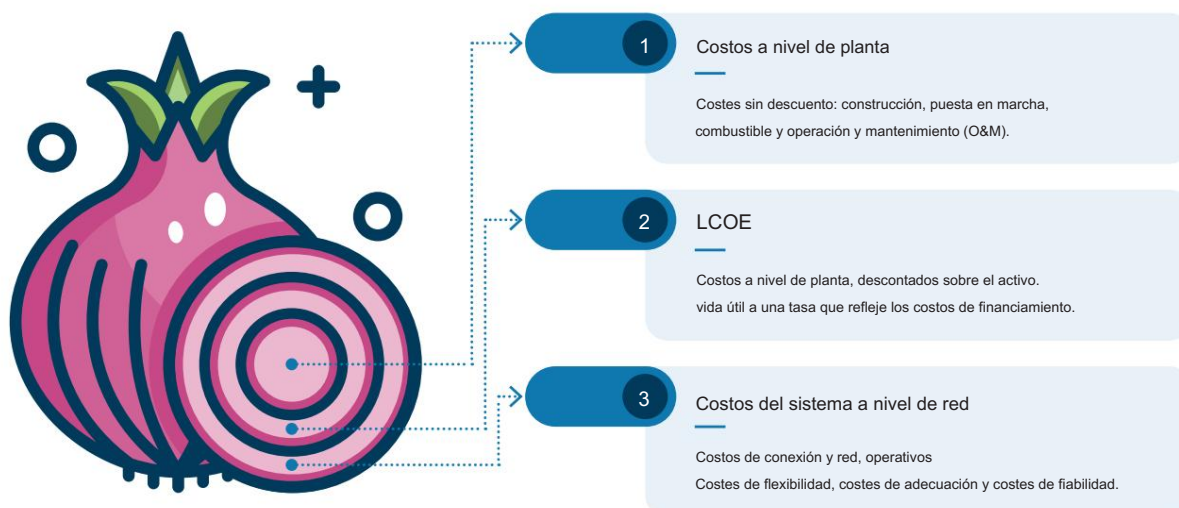
En 2024, los nuevos proyectos eólicos terrestres a gran escala tuvieron el menor costo nivelado de electricidad (LCOE) promedio ponderado global, con USD 35/MWh, seguidos por la energía solar fotovoltaica (USD 44/MWh) y la energía hidroeléctrica.

(USD 58/MWh). Cabe destacar que el 91% de la capacidad renovable a gran escala recientemente puesta en marcha suministró energía a un LCOE inferior al de la alternativa más barata alimentada con combustibles fósiles (IRENA, 2025). Para 2025, los costos habían convergido aún más, con la energía solar de eje fijo y la energía eólica terrestre promediando alrededor de USD 40/MWh a nivel mundial.

(BNEF, 2026b). Las energías renovables son ahora la opción de menor coste –en términos de LCOE– para la nueva capacidad de generación de energía en la mayoría de las regiones.

Sin embargo, la métrica LCOE solo captura los costos a nivel de proyecto, esencialmente los gastos de construcción y operación incurridos dentro de los límites de la planta (Figura 8). En particular, no tiene en cuenta los costos más amplios de integrar el activo de generación en el sistema eléctrico.¹³ Estos incluyen el equilibrio entre la oferta y la demanda en tiempo real, la provisión de flexibilidad de la red y el refuerzo de las redes de transmisión para conectar nueva capacidad. A medida que crece la participación de la generación renovable variable, se espera que estos costos del sistema aumenten.

La figura 8 muestra que el LCOE refleja los costos a nivel de planta, pero no la imagen completa del sistema.



Con un récord de 670 GW de capacidad solar y eólica añadida a nivel mundial solo en 2025 (IRENA, 2026b), surge una consideración adicional: el valor asociado a cada unidad de energía, no solo el coste de generación, que depende críticamente del momento en que se produce. Cuando la generación solar o eólica es alta y la demanda es baja, la generación variable tiende a deprimir los precios del mercado mayorista, reduciendo los ingresos por MWh. Este efecto sobre la tasa de captura se vuelve más pronunciado a medida que aumenta la penetración. En Alemania,¹⁴ el ingreso mayorista promedio por MWh de los activos solares había caído a aproximadamente la mitad del precio de mercado promedio anual, mientras que la tasa de captura para la energía eólica terrestre había disminuido a alrededor de 0,8 (Hirth, 2026). Este "efecto de canibalización" reduce la capacidad de los generadores renovables para recuperar sus costes y puede contribuir a un aumento de la limitación de la producción,¹⁵ lo que en última instancia obstaculiza el desarrollo y la implementación de proyectos de energía renovable. El LCOE, por definición, no tiene en cuenta cuándo se produce la generación y, por lo tanto, no puede reflejar el valor de un MWh.¹⁶

¹³ Los costos de integración no son exclusivos de las energías renovables: todas las tecnologías de generación imponen costos al sistema eléctrico en general, incluida la red. conexión, control de frecuencia y mantenimiento de una capacidad de reserva adecuada.

¹⁴ Este patrón no se limita a Alemania. Los datos para 2025 muestran tasas de captura solar de alrededor del 54-58% en España, Francia y Grecia, lo que refleja la creciente penetración de la energía solar en los mercados europeos (Jomaux, 2025).

¹⁵ Por ejemplo, en Brasil, los precios de la electricidad históricamente estuvieron determinados por la energía hidroeléctrica, con una volatilidad limitada. Con el reciente crecimiento de la energía solar y eólica, la reducción de la producción ha aumentado drásticamente, alcanzando alrededor del 14 % para la energía eólica y el 21 % para la energía solar en el primer semestre de 2025, frente a casi cero en 2022, según BloombergNEF (BNEF, 2025a).

¹⁶ Se han desarrollado dos alternativas al LCOE para capturar el valor de la electricidad: el Costo Evitado Nivelado de Electricidad (LACE), que refleja el valor de la generación desplazada (US EIA, 2013), y el LCOE ajustado al valor (VALCOE), que incorpora componentes de energía, capacidad y flexibilidad en la evaluación de las tecnologías de generación (IEA, 2018).

Para ir más allá de los costes a nivel de planta, se necesita una perspectiva a nivel de sistema, que abarque no solo el coste de generar electricidad, sino también las medidas necesarias para mantener un suministro fiable, seguro y asequible.

A medida que aumenta la proporción de energía renovable variable (ERV), es decir, energía solar fotovoltaica y eólica, los operadores de los sistemas eléctricos deben garantizar que se pueda satisfacer la demanda durante los periodos de baja disponibilidad de energías renovables, cuando la irradiancia solar y la velocidad del viento disminuyen simultáneamente, y que las redes eléctricas puedan incorporar nueva capacidad.

Con una baja proporción de energías renovables variables (ERV), estas necesidades generalmente pueden satisfacerse dentro de las capacidades del sistema existente sin generar costos significativos. Sin embargo, a medida que aumenta la proporción de ERV, se requieren inversiones adicionales y cambios operativos para mantener un funcionamiento del sistema confiable, seguro y asequible. Estos se pueden proporcionar a través de un conjunto de herramientas de "flexibilidad limpia" (Rangelova et al., 2024), que incluyen almacenamiento de energía a corto y largo plazo, flexibilidad de la demanda, expansión e interconexión de la red, y una operación más flexible tanto de la generación renovable como de la fósil.

Estudios anteriores, incluido el de Hirth et al. (2015), proporcionaron un marco conceptual útil para clasificar los costos de integración de sistemas, distinguiendo tres categorías principales:

- Costes de perfil: derivados del desajuste entre la generación renovable variable y la electricidad.
demanda a lo largo del tiempo.
- Costes de equilibrio: vinculados a la variabilidad de la producción a corto plazo y a los errores de previsión.
- Costes relacionados con la red eléctrica: asociados a la ampliación y el refuerzo de la transmisión para conectar las energías renovables.
ubicados lejos de los centros de consumo.

En la última década, la magnitud y la composición de estos efectos han evolucionado significativamente, lo que refleja un mayor despliegue, la disminución de los costes de almacenamiento, la mejora del funcionamiento del sistema y el creciente papel de la flexibilidad y las interconexiones del lado de la demanda.

Análisis recientes destacan que la integración de mayores porcentajes de energías renovables no se rige por un único componente de coste, sino por la optimización de una cartera de soluciones de flexibilidad adaptadas a diferentes escalas temporales (IRENA, 2026a). En muchos sistemas, estas opciones ya están generando múltiples beneficios para todo el sistema: reducción de los costes generales del sistema, disminución de la exposición a la volatilidad de los precios, mejora de la fiabilidad y la resiliencia, y fomento de impactos económicos más amplios, como el crecimiento, la creación de empleo y una mayor seguridad energética. (Arup, 2026).

Por lo tanto, las métricas a nivel de planta, como el LCOE, deben complementarse con análisis a nivel de sistema, que tengan en cuenta los costos de flexibilidad y confiabilidad y el valor de la diversidad de recursos, así como con evaluaciones de impacto macroeconómico que cuantifiquen los beneficios más amplios para la sociedad en general.

1.2 DE LOS MODELOS DE SISTEMA A LOS PARÁMETROS DE REFERENCIA A NIVEL DE PROYECTO

Un enfoque integral del sistema sigue siendo esencial para planificar sistemas eléctricos fiables y con bajas emisiones de carbono, así como para evaluar la flexibilidad necesaria para una mayor proporción de energías renovables. Sin embargo, la complejidad y la gran cantidad de datos que manejan los modelos a gran escala a menudo los hacen prácticamente inaccesibles para inversores, desarrolladores y responsables políticos que buscan parámetros de referencia claros y replicables.

Como complemento a la visión sistémica, un creciente número de trabajos está adoptando enfoques más sencillos, a nivel de proyecto, para cuantificar la economía de los activos híbridos de energías renovables. La edición de 2025 del Levelised Cost of Energy Plus de Lazard introdujo una estimación del «coste de la intermitencia de la estabilización», basada en la Capacidad Efectiva de Carga (ELCC) de las energías renovables variables y el Coste Neto de Nueva Entrada (Net CONE) de los recursos firmes (Lazard, 2025). Ember desarrolló un marco a nivel de proyecto para la energía solar firme, demostrando que se puede lograr una alta fiabilidad mediante la sobreconstrucción solar combinada con almacenamiento de corta duración, a la vez que proporciona un punto de referencia transparente y replicable para inversores y responsables políticos (Ember, 2025). BloombergNEF ha ampliado de forma similar su marco analítico para incluir activos de energía renovable y almacenamiento ubicados en el mismo lugar, aplicando modelos de costes a nivel de proyecto para evaluar la economía de las configuraciones híbridas (BNEF, 2026b). Ambas perspectivas convergen cada vez más a medida que los mercados maduran.

Partiendo de estos avances, este informe presenta un marco transparente y replicable para evaluar la viabilidad económica de la electricidad renovable firme a nivel de proyecto. IRENA ha realizado un seguimiento de los costes de la energía renovable a nivel mundial durante más de una década, recopilando uno de los conjuntos de datos más completos sobre energía solar fotovoltaica a gran escala, energía eólica terrestre y sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS) en diversos mercados y regiones. Este informe aprovecha esa base —combinando datos de costes a nivel de proyecto con perfiles de recursos específicos de cada ubicación, caracterizados por la velocidad del viento local, la irradiancia solar y los patrones de generación— para evaluar el coste real de suministrar electricidad firme las 24 horas del día desde un sistema híbrido renovable en un emplazamiento determinado, bajo supuestos tecnológicos y financieros realistas. El resultado es un punto de referencia consistente y comparable a nivel mundial: el coste nivelado firme de la electricidad. El capítulo 2 presenta el marco, sus conclusiones en una amplia gama de mercados y condiciones de recursos, y los factores clave que determinan dónde y cuándo se genera electricidad renovable firme.

precio competitivo.



02

LA ECONOMÍA DE ENERGÍA RENOVABLE FIRME

2.1 MEDICIÓN DEL COSTO DE LA ENERGÍA RENOVABLE DE LA EMPRESA: EL LCOE DE LA EMPRESA

Como se establece en el capítulo 1, el costo nivelado de la electricidad (LCOE) no refleja el costo adicional.

Se necesita inversión para que la producción de energía renovable sea continua y confiable. Transformar la generación variable en un suministro firme requiere sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS) para desplazar la generación a lo largo de las horas y, en muchos casos, capacidad de generación adicional para cubrir los períodos en que el recurso es insuficiente. – costos que el LCOE convencional no refleja.

Para abordar esta brecha, este informe introduce el costo nivelado de electricidad firme (F-LCOE) como referencia a nivel de proyecto para evaluar la viabilidad económica de la energía renovable continua. El F-LCOE representa el costo total por MWh de electricidad suministrada de forma fiable mediante una combinación de generación renovable y almacenamiento en baterías, lo que proporciona una base consistente para comparar el costo de la energía solar y eólica firme no solo con otras tecnologías renovables gestionables como la energía hidroeléctrica, la bioenergía, la energía geotérmica y la energía solar de concentración, sino también con la generación convencional, incluidas las centrales de carbón y gas.

El enfoque propuesto está conceptualmente relacionado con el marco de Costo Nivelado de Cobertura de Carga (LCOLC) propuesto por Grimm et al., que cambia el enfoque de los costos de generación al costo de satisfacer una demanda de electricidad específica con una combinación optimizada de tecnologías de generación y almacenamiento (Grimm et al., 2024).

LCOLC generalmente asume una cobertura de carga total como una restricción determinista. La metodología adoptada aquí flexibiliza esta suposición al introducir un parámetro de confiabilidad explícito, lo que permite que el modelo encuentre la configuración de menor costo para cualquier nivel de certeza de entrega dado, en lugar de requerir una cobertura de demanda completa en todo momento.

El marco se basa en dos convenciones importantes. Primero, el LCOE firme se calcula en función de un perfil de demanda horaria constante y uniforme a lo largo del año; una elección de modelado que garantiza una comparación consistente y equitativa de los costos firmes de las energías renovables entre tecnologías, ubicaciones y momentos, en lugar de una afirmación sobre cómo operan los sistemas eléctricos en la práctica. Segundo, el enfoque busca alcanzar un objetivo de confiabilidad específico, definido como la proporción de esa demanda anual uniforme que la configuración modelada puede cubrir, lo cual no debe confundirse con el concepto más amplio de confiabilidad del sistema eléctrico.

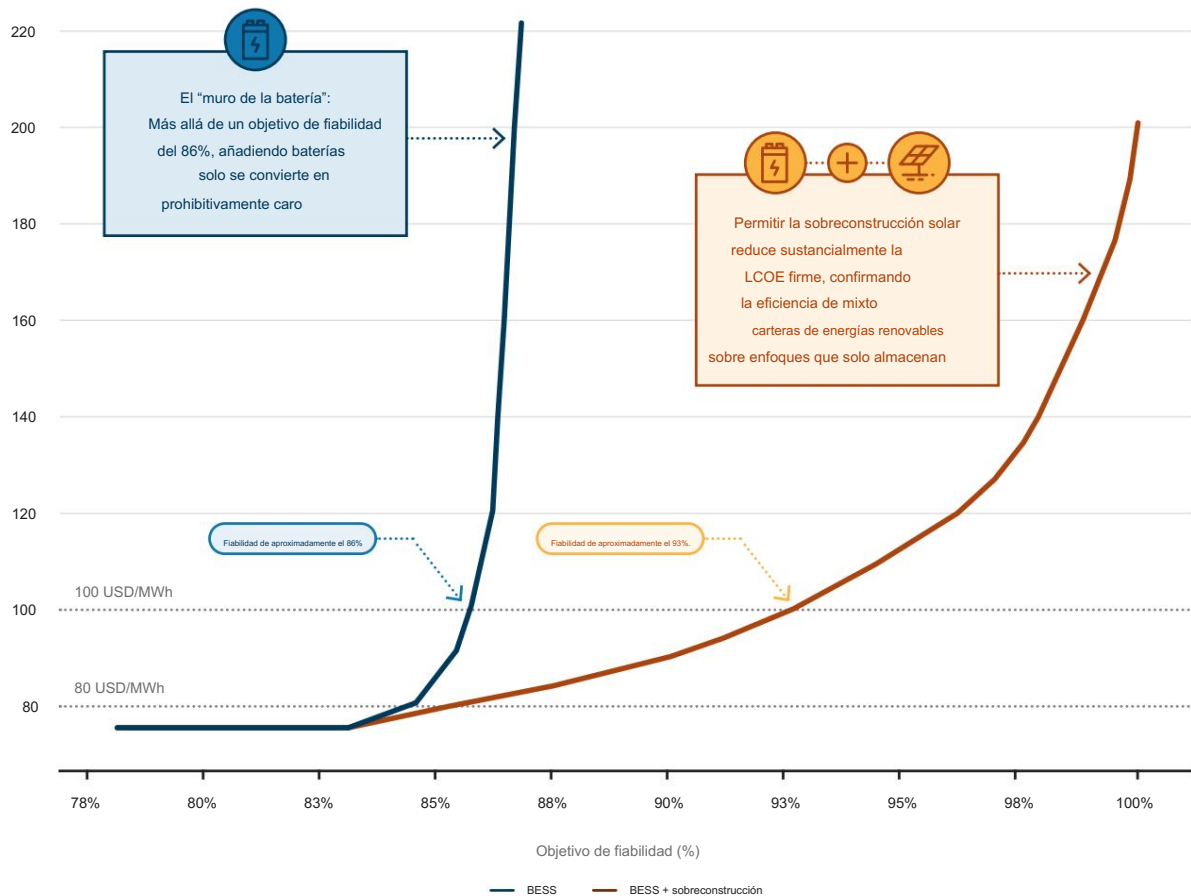
La metodología —que incluye el marco de modelización, las fuentes de datos y el enfoque de asignación de costes— se describe detalladamente en los anexos técnicos de este informe. El resto de esta sección ilustra el funcionamiento práctico del marco mediante un caso de referencia.

Caso ilustrativo: energía solar fotovoltaica y sistema de almacenamiento de energía en baterías (BESS) en Las Vegas, Estados Unidos.

Para demostrar cómo funciona el marco LCOE de la empresa, se realizó una simulación de referencia para una planta solar fotovoltaica hipotética de 100 MW en Las Vegas, una de las ubicaciones más favorables de Estados Unidos para la energía solar con almacenamiento.

El LCOE independiente para esta planta, basado en supuestos de costos para 2025 (como se describe en los anexos técnicos), es de aproximadamente 43 USD/MWh. El LCOE firme depende tanto de la opción de estabilización como del objetivo de confiabilidad, como se ilustra en la Figura 9.

Figura 9. Coste nivelado de la energía (LCOE) frente al objetivo de fiabilidad para un proyecto solar fotovoltaico con sistema de almacenamiento de energía en baterías (BESS) (Las Vegas, Estados Unidos).



Con un objetivo de fiabilidad del 80%, un sistema BESS de cuatro horas por sí solo es suficiente para suministrar electricidad firme a bajas temperaturas. USD 80/MWh (curva azul en la Figura 9). Sin embargo, más allá del 85%, el costo de depender únicamente del almacenamiento en baterías aumenta drásticamente. Cada punto porcentual adicional de confiabilidad requiere una capacidad de almacenamiento desproporcionadamente mayor para cubrir eventos de baja generación, cada vez más infrecuentes pero exigentes.

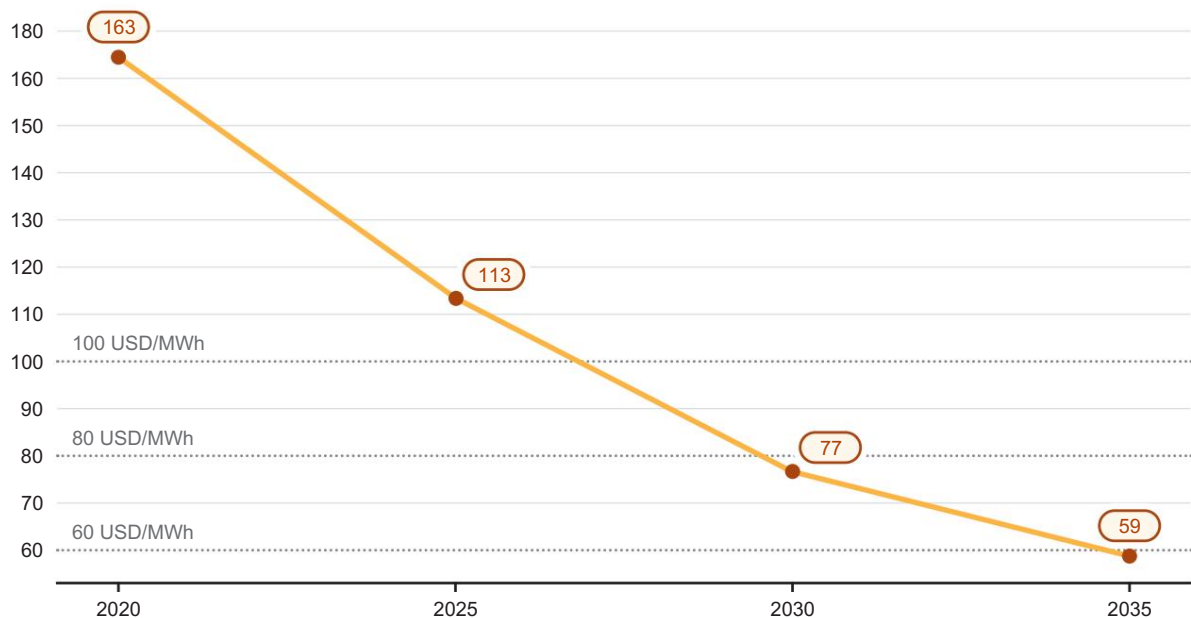
Permitir la sobreconstrucción solar reduce significativamente los costos inducidos por el estabilizamiento (Brown en la Figura 9). Los cálculos asociados con esta opción (BESS más sobreconstrucción solar) sugieren que se puede lograr un objetivo de confiabilidad del 95% a alrededor de USD 113/MWh con 592 MWh de BESS y 62 MW de capacidad solar adicional (Tabla 1). En esta configuración, la prima de estabilizamiento relativa al LCOE base es de alrededor de 70 USD/MWh, de los cuales aproximadamente 40 USD/MWh se destinan a BESS¹⁷ y el resto a la ampliación de la capacidad solar.

Tabla 1 Desglose del LCOE de la empresa para un proyecto solar fotovoltaico con BESS (Las Vegas, Estados Unidos)

Parámetro	Valor
BESS	591,8 MWh
sobreconstrucción solar	61,9 MW
Costo nivelado de la empresa	113,2 USD/MWh
LCOE	43,5 USD/MWh
Prima reafirmante	69,7 USD/MWh
Prima de firmeza atribuida a BESS	40,4 USD/MWh
La prima de firmeza se atribuye a la sobreconstrucción solar.	29,3 USD/MWh

De cara al futuro, se prevé que la disminución de los costes tecnológicos, tanto para la energía solar como para las baterías, reduzca sustancialmente el LCOE firme con el tiempo. Según las trayectorias de costes descritas en los anexos técnicos, se prevé que el LCOE firme para esta configuración caiga por debajo de 80 USD/MWh para 2030 y por debajo de 60 USD/MWh para 2035 (Figura 10).

Figura 10. Disminución proyectada del LCOE firme para energía solar fotovoltaica y BESS (Las Vegas, Estados Unidos).



¹⁷ El componente relacionado con el almacenamiento de esta prima de firmeza puede interpretarse como un indicador del costo nivelado de almacenamiento (LCOS) dentro de un sistema de estabilización ubicado en el mismo lugar, tal como se explica en los anexos técnicos de este informe.



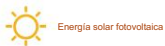
2.2 CÓMO SE COMPARAN LOS COSTOS DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN DIFERENTES MERCADOS

Utilizando la base de datos de costos de energías renovables de IRENA, se estimaron los LCOE de las empresas para una gran muestra de empresas de servicios públicos. Proyectos de energía solar fotovoltaica y eólica terrestre puestos en marcha en 2024 en China, Estados Unidos y otros sitios seleccionados en todo el mundo. El análisis combina datos de costos a nivel de proyecto con perfiles de generación horaria específicos de la ubicación para evaluar cómo interactúan los costos de la tecnología, las condiciones de los recursos y los requisitos de confiabilidad en diferentes entornos de mercado.

En estas simulaciones, los proyectos solares y eólicos se tratan de forma consistente. Para cada proyecto, se dimensiona la capacidad adicional necesaria para garantizar el suministro eléctrico ininterrumpido con un nivel de fiabilidad específico. Los proyectos solares se configuran con sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS) y capacidad solar adicional, y los proyectos eólicos se configuran con BESS y capacidad eólica adicional. En esta etapa, no se considera la complementariedad entre las tecnologías solar y eólica, una suposición que hace que estas estimaciones sean conservadoras en comparación con las configuraciones híbridas, como se explica en la sección 2.4.

La evidencia se presenta en tres partes. En primer lugar, se describen las trayectorias de costos globales para la energía solar fotovoltaica y la energía eólica terrestre, seguidas de un análisis detallado de China, donde las energías renovables firmes ya han superado el umbral de costos de los combustibles fósiles, y una discusión de los factores estructurales que explican por qué los costos en Estados Unidos y otros mercados siguen siendo más altos.

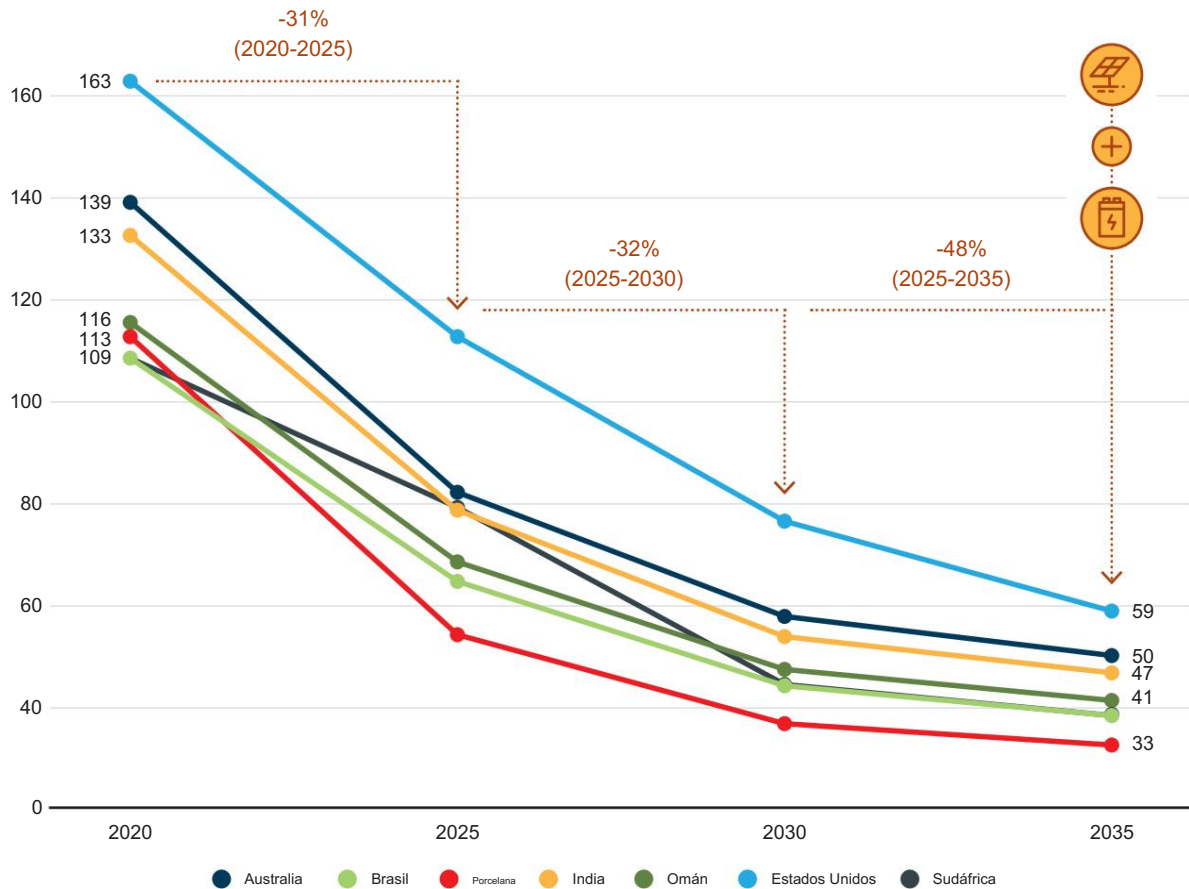
trayectorias globales



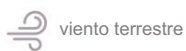
En los emplazamientos solares fotovoltaicos de alta calidad evaluados en este estudio, los LCOE firmes con un objetivo de fiabilidad del 95 % han disminuido drásticamente desde 2020 y se prevé que continúen disminuyendo hasta 2035. En 2020, los LCOE solares firmes oscilaron entre poco más de 100 USD/MWh en los emplazamientos de menor coste y más de 160 USD/MWh en los de mayor coste. Para 2025, los costes habían disminuido sustancialmente en todas las ubicaciones, con reducciones de alrededor del 30 % en emplazamientos representativos. Se prevé que la tendencia a la baja continúe, con los LCOE solares firmes convergiendo en una banda más estrecha para 2035, que oscilará entre aproximadamente 33 USD/MWh en los emplazamientos de menor coste en China y alrededor de 59 USD/MWh en Estados Unidos (Figura 11).

ENERGÍAS RENOVABLES 24/7: LA ECONOMÍA DE LA ENERGÍA SOLAR Y EÓLICA FIRMES

Figura 11. Trayectoria del LCOE (coste nivelado de la energía) para plantas solares fotovoltaicas seleccionadas, periodo 2020-2035.



De estas trayectorias se desprenden dos observaciones estructurales. En primer lugar, la prima de fiabilidad se reduce con el tiempo en todas las ubicaciones, ya que la disminución de los costes de los sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS) reduce la inversión incremental necesaria para alcanzar un objetivo de fiabilidad determinado. En segundo lugar, la divergencia geográfica persiste incluso cuando los costes absolutos disminuyen: la ventaja de las ubicaciones con recursos de alta calidad es duradera, y los emplazamientos con recursos sólidos y estables siguen alcanzando costes nivelados de energía (LCOE) muy inferiores a los de ubicaciones menos favorables a medida que la frontera de costes global se desplaza hacia abajo.



En el caso de la energía eólica terrestre, la tendencia general es similar, pero refleja las características distintivas de estabilización de la generación eólica. En 2025, el LCOE de la energía eólica firme con un objetivo de fiabilidad del 95 % oscila entre aproximadamente 59 USD/MWh en Mongolia Interior (China) y 110 USD/MWh en el condado de Oliver (Estados Unidos) (Figura 12), una dispersión mayor que la de la energía solar fotovoltaica, lo que refleja una mayor variación geográfica tanto en la calidad del recurso como en los requisitos de estabilización.

Para 2030, este rango se reduce significativamente, con un LCOE firme que se sitúa entre aproximadamente 49 USD/MWh en Mongolia Interior y 85 USD/MWh en el condado de Oliver. Para 2035, los costes disminuyen aún más, hasta situarse entre 46 y 73 USD/MWh en todos los emplazamientos evaluados (Figura 12).

Figura 12. Trayectoria del LCOE firme para emplazamientos eólicos terrestres seleccionados, 2020-2035.



Los perfiles de país que se presentan a continuación examinan estas trayectorias en detalle, utilizando un marco analítico coherente aplicado a sitios representativos de alta calidad en nueve países.

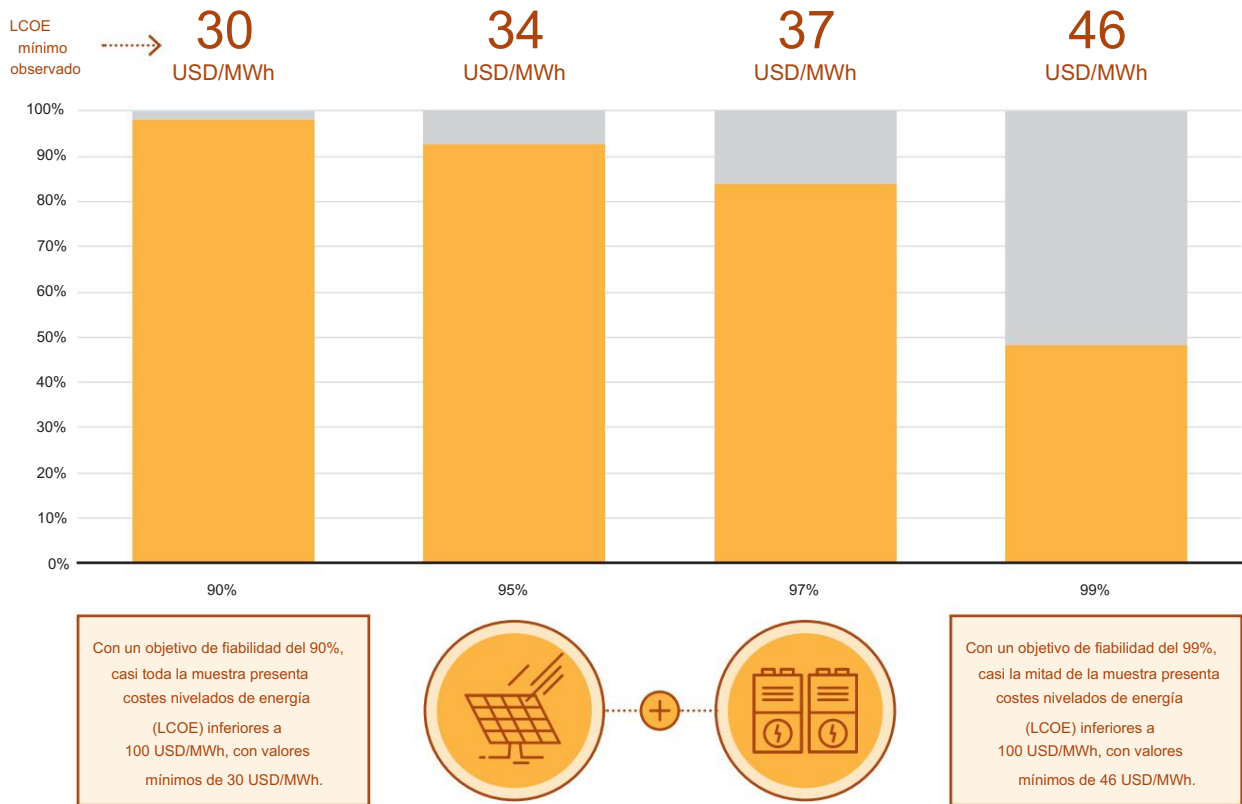
China: las energías renovables firmes ahora están por debajo de los costos de los combustibles fósiles.

Actualmente, China marca el precio mínimo global para la electricidad renovable, y con una diferencia considerable. La combinación de una fabricación integrada verticalmente, bajos costos de financiación y un desarrollo coordinado de infraestructuras ha reducido los costos nivelados de la energía (LCOE) a niveles competitivos con la generación de energía a partir de combustibles fósiles.



El análisis de IRENA de 252 proyectos solares fotovoltaicos a gran escala puestos en marcha en China en 2024 revela que una gran mayoría puede suministrar electricidad firme por debajo del precio de referencia de los combustibles fósiles de 100 USD/MWh en un amplio rango de objetivos de fiabilidad (Figura 13). Con un nivel de fiabilidad del 90 %, casi toda la muestra sigue siendo competitiva, con un LCOE firme mínimo de tan solo 30 USD/MWh. A medida que aumentan los requisitos de fiabilidad, la proporción de proyectos competitivos disminuye gradualmente, pero sigue siendo sustancial: más de la mitad de la muestra suministra electricidad firme por debajo del precio de referencia de los combustibles fósiles incluso con un objetivo de fiabilidad del 99 %, con un LCOE firme mínimo que aumenta solo modestamente hasta alrededor de 46 USD/MWh en el nivel de fiabilidad más alto considerado.

Figura 13 Porcentaje de proyectos solares fotovoltaicos que suministran electricidad firme por debajo de 100 USD/MWh – China



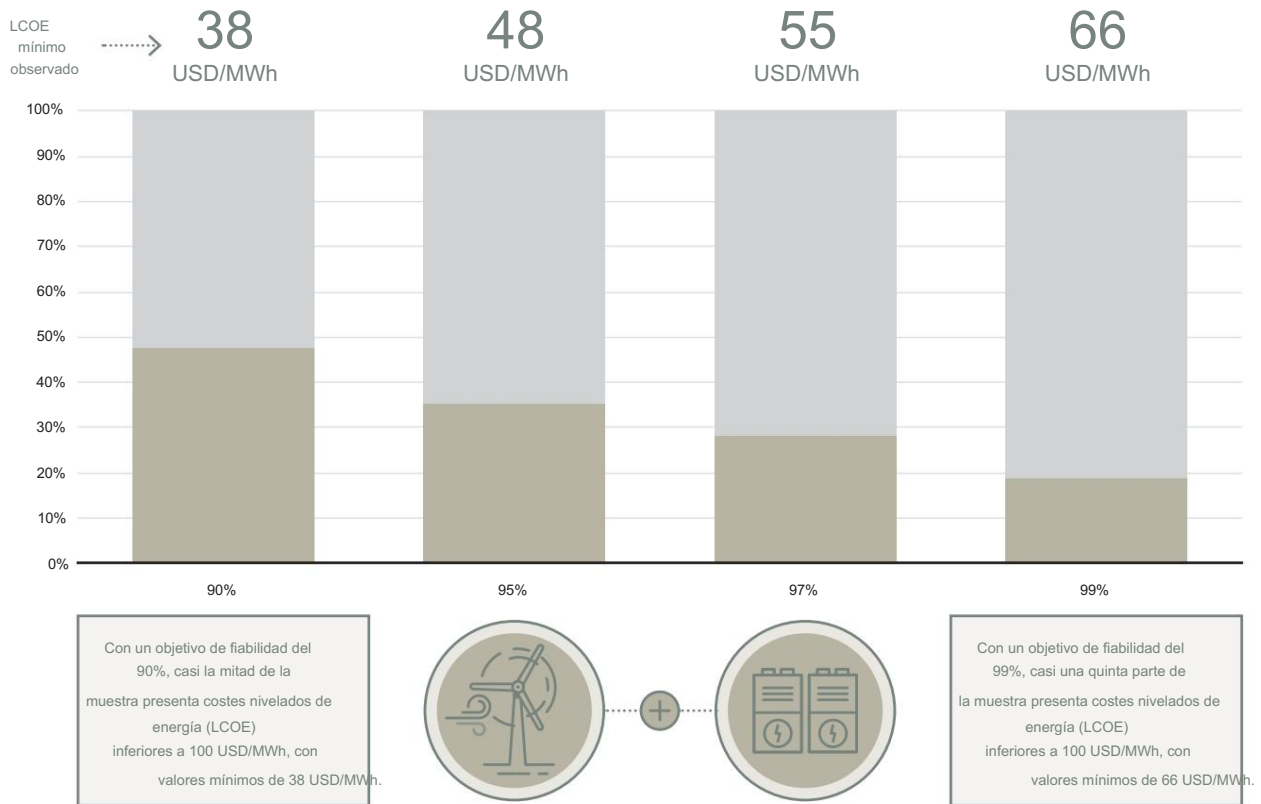
Los emplazamientos más competitivos se distribuyen por Hebei, Ningxia, Qinghai, Xinjiang, Gansu, Mongolia Interior y Yunnan, donde la fuerte irradiancia y los perfiles de producción estables reducen las necesidades de almacenamiento.

viento terrestre

El mismo marco analítico se aplicó a 201 proyectos eólicos terrestres puestos en marcha en China en 2024. Los recursos eólicos continentales también están avanzando hacia la competitividad de la energía firme, aunque en un conjunto de proyectos más selectivo que para la energía solar fotovoltaica. Con un objetivo de fiabilidad del 90 %, casi la mitad de la muestra proporciona electricidad firme por debajo del precio de referencia de los combustibles fósiles de 100 USD/MWh, con LCOE firmes mínimos de alrededor de 38 USD/MWh. A medida que aumentan los requisitos de fiabilidad, la proporción de proyectos competitivos disminuye más rápidamente que para la energía solar fotovoltaica. No obstante, un subconjunto significativo sigue siendo competitivo en costes incluso con altos niveles de fiabilidad, con LCOE firmes mínimos que aumentan hasta alrededor de 66 USD/MWh con un objetivo de fiabilidad del 99 % (Figura 14).



Figura 14 Porcentaje de proyectos eólicos terrestres que suministran electricidad firme por debajo de 100 USD/MWh – China



Los proyectos más competitivos se concentran en Mongolia Interior, Jilin, Gansu y Shaanxi, regiones que se caracterizan por vientos interiores fuertes y constantes y costes de desarrollo relativamente bajos.

Geografía, finanzas e infraestructura: qué factores influyen en los costes en los distintos mercados.

Los costes de las energías renovables firmes fuera de China están disminuyendo rápidamente, pero siguen siendo más altos en la mayoría de los mercados, lo que refleja una combinación de condiciones de los recursos, entornos de financiación y limitaciones de infraestructura, más que alguna limitación tecnológica fundamental.

En los emplazamientos solares de alta calidad de Brasil, India, Omán, Sudáfrica y Australia, los costes nivelados de la energía (LCOE) en 2025 oscilan entre los 65 y los 82 USD/MWh, valores competitivos o cercanos a los nuevos estándares de los combustibles fósiles en la mayoría de estos mercados, y con una trayectoria que apunta a situarse entre los 37 y los 58 USD/MWh en 2035 (Figura 15). Estos mercados se benefician de importantes recursos solares y del acceso a equipos comercializados internacionalmente a precios cercanos a los globales, incluso cuando las condiciones de financiación y los costes del sistema auxiliar se mantienen por encima de los niveles chinos.



ENERGÍAS RENOVABLES 24/7: LA ECONOMÍA DE LA ENERGÍA SOLAR Y EÓLICA FIRMES

Figura 15. LCOE y LCOE firme para emplazamientos solares fotovoltaicos seleccionados, 2025 y 2030.

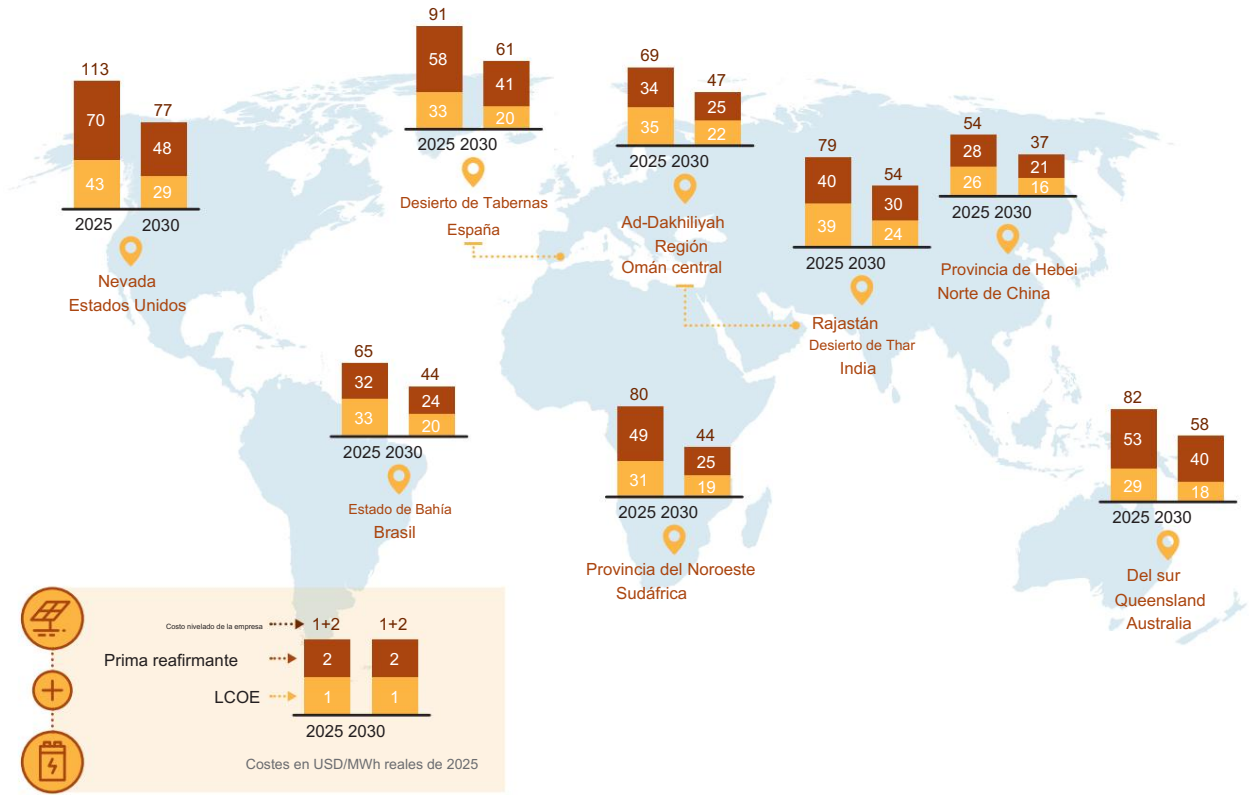
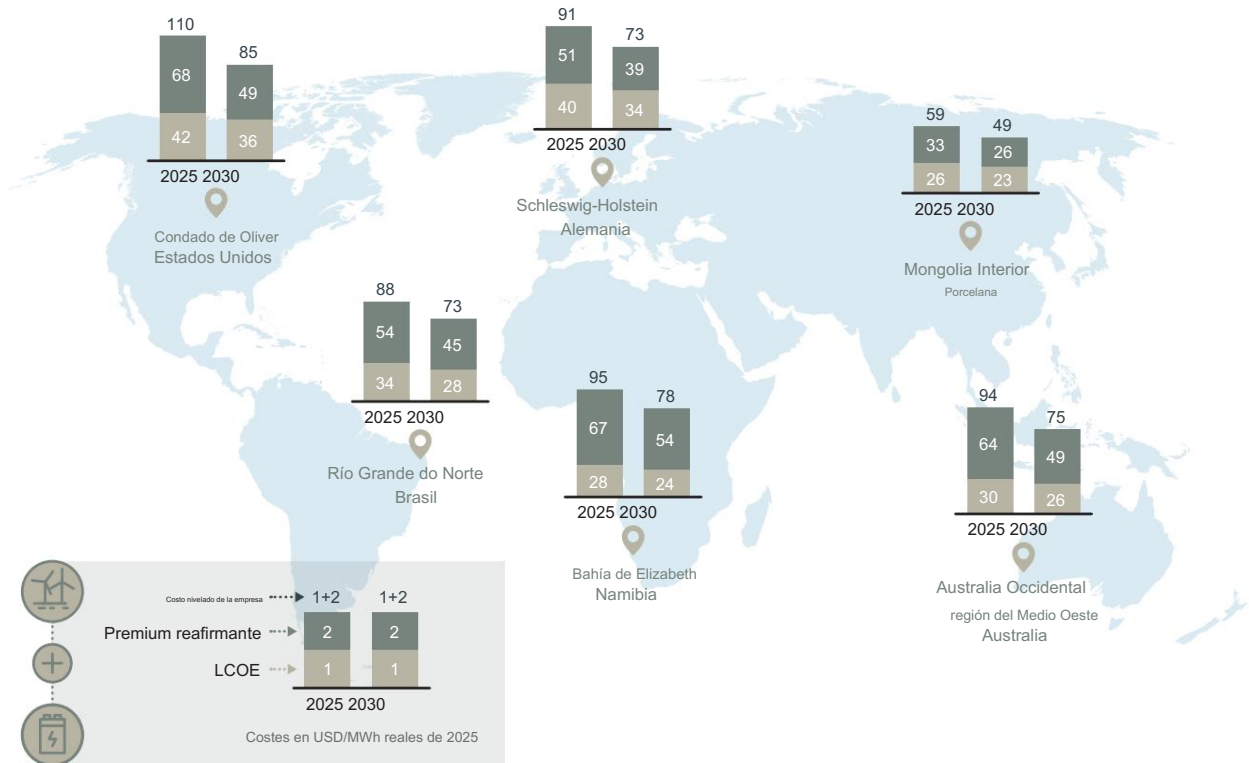


Figura 16. LCOE y LCOE firme para emplazamientos eólicos terrestres seleccionados, 2025 y 2030.



La energía eólica terrestre sigue un patrón similar. En emplazamientos de alta calidad en Brasil, Alemania, Namibia, Australia y Estados Unidos, los costes nivelados de la energía (LCOE) firmes disminuyen de 88-110 USD/MWh en 2025 a 49-85 USD/MWh en 2030 (Figura 16).

Mongolia Interior se distingue por sus costes firmes, que ya se sitúan por debajo de los 60 USD/MWh, acercándose al nivel más bajo de la energía solar en China. que a los parámetros de referencia internacionales del viento.

En Estados Unidos, la abundancia de recursos solares y eólicos sitúa a muchos emplazamientos al alcance de la paridad de costes con los combustibles fósiles con una fiabilidad del 90-95%, con costes nivelados de energía (LCOE) mínimos de tan solo 63 USD/MWh para la energía solar fotovoltaica en las ubicaciones con mejores recursos. Sin embargo, estas cifras reflejan el potencial de costes técnicos con supuestos de costes a largo plazo, en lugar de los resultados típicos de los proyectos a corto plazo. Los costes totales de instalación de la energía solar fotovoltaica se han estancado en gran medida desde 2020, y los LCOE han aumentado en los últimos años debido a los mayores costes de financiación. En muchos mercados eléctricos de Estados Unidos, los cargos de interconexión son asumidos directamente por los promotores de proyectos, en lugar de ser socializados en todo el sistema, un coste que no se incluye en las estimaciones presentadas aquí. Los plazos de obtención de permisos y de desarrollo total también se extienden considerablemente más allá de los periodos de construcción. Por lo tanto, los resultados para Estados Unidos deben interpretarse como indicativos de lo que se puede lograr en emplazamientos con buenos recursos y en condiciones favorables, en lugar de como una caracterización de los resultados típicos del mercado.

En todos los mercados, cuatro factores estructurales explican consistentemente la brecha con China. Primero, los costos de financiamiento superan los de China entre tres y cinco puntos porcentuales en términos reales, lo que refleja un mayor riesgo de inversión percibido y un acceso más limitado a capital a largo plazo y de bajo costo. Segundo, los costos de infraestructura y de los sistemas auxiliares se mantienen por encima de los niveles chinos incluso cuando el hardware se obtiene internacionalmente, debido a los mayores costos laborales, los regímenes de permisos más complejos y los requisitos de conexión a la red. Tercero, el ritmo de expansión e interconexión de la red en muchos mercados limita el despliegue y agrega costos a nivel de proyecto de una manera que la planificación integral del sistema en China evita en gran medida. Cuarto, la incertidumbre política en algunos mercados eleva las primas de riesgo más allá de lo que reflejan las cifras de costos de financiamiento por sí solas. A medida que avance la expansión industrial, se acelere la inversión en la red y se establezcan los marcos normativos, estas brechas estructurales se reducirán, y la trayectoria de costos que China demuestra hoy será progresivamente más accesible en una gama más amplia de mercados.

2.3 COMPETITIVIDAD CON LA GENERACIÓN DE ENERGÍA A PARTIR DE COMBUSTIBLES FÓSILES

Las trayectorias de costos presentadas en este capítulo reflejan un cambio más amplio y acelerado en el panorama competitivo de la generación de electricidad. En la última década, la economía de la nueva capacidad de generación de energía se ha transformado: la energía solar fotovoltaica y la eólica terrestre se han convertido en las fuentes más baratas de nueva generación en la mayoría de los mercados (IRENA, 2025), mientras que el costo de la nueva generación a partir de combustibles fósiles ha aumentado drásticamente.

En 2025, la energía solar fotovoltaica a gran escala y la energía eólica terrestre costaron alrededor de 40 USD/MWh a nivel mundial, menos de la mitad del costo de referencia de las nuevas turbinas de gas de ciclo combinado, que superaron los 100 USD/MWh, impulsado por un aumento en la demanda de turbinas que provocó que los pedidos superaran la capacidad de fabricación (BNEF, 2026b). Los precios del gas, que representan una gran parte del costo de la generación a gas, han ejercido una mayor presión al alza tras las interrupciones en el suministro que afectaron recientemente al comercio mundial de gas natural licuado (GNL) y llevaron los precios de referencia del gas europeo a máximos de varios años. Por lo tanto, la ventaja competitiva de las energías renovables sobre la generación de combustibles fósiles se ha ampliado en ambas direcciones simultáneamente: a través de la caída de los costos de las energías renovables y el aumento de los costos de la energía renovable.

costos de los combustibles fósiles.

Los sistemas híbridos de energía solar y almacenamiento siguen la misma trayectoria. Cerca de 90 GW de energía solar y almacenamiento combinados se pusieron en marcha en todo el mundo en 2025 con costos combinados promedio inferiores a USD 60/MWh, por debajo del valor de referencia para la generación de energía a partir de gas y, en regiones con recursos de alta calidad, por debajo del costo de la generación de energía a partir de carbón (BNEF, 2026b). En China, los LCOE firmes en la muestra de proyectos solares analizados aquí se sitúan muy por debajo de ambos valores de referencia de combustibles fósiles: la generación de energía a partir de carbón, que suele costar alrededor de USD 80/MWh; y muy por debajo de las nuevas centrales de gas, que generalmente superan los USD 100/MWh (IEA, 2025a). Fuera de China, los costes nivelados de energía solar (LCOE) firmes de entre 65 y 80 USD/MWh en Brasil y Sudáfrica se sitúan en torno a los de los combustibles fósiles, con trayectorias que apuntan a alcanzar entre 38 y 44 USD/MWh en 2035. En Omán y la región del Golfo Pérsico, los costes firmes de energía solar, en torno a los 69-80 USD/MWh, son competitivos con el gas de ciclo combinado incluso donde los combustibles fósiles se producen a nivel nacional; un hallazgo corroborado por un análisis independiente del sector que muestra que las configuraciones de energía solar con almacenamiento en Arabia Saudita pueden alcanzar una disponibilidad casi continua a costes prácticamente comparables (BNEF, 2026a).

Los costes nivelados de energía (LCOE) de las centrales eólicas con almacenamiento son más elevados que los de las centrales solares equivalentes (desde unos 59 USD/MWh en China hasta entre 88 y 94 USD/MWh en Brasil, Alemania y Australia en 2025), pero se sitúan al mismo nivel o por debajo del coste de la nueva generación a gas en la mayoría de los mercados analizados. Esta ventaja se extiende a la flota existente en China, Egipto, Alemania, España y el Reino Unido, donde los costes operativos de las centrales eólicas con almacenamiento ya han caído por debajo de los de las centrales de carbón y gas existentes (BNEF, 2026a), lo que significa que la rentabilidad de los activos fósiles ya depreciados se ve desafiada no solo por la nueva capacidad renovable, sino también por el coste marginal de su funcionamiento.

El argumento del costo se ve reforzado por la cuestión de la seguridad energética, un aspecto que el contexto geopolítico actual hace imposible ignorar. En los mercados eléctricos liberalizados, donde el gas determina el precio marginal, las fluctuaciones en los precios del combustible se traducen directamente en aumentos repentinos en los precios de la electricidad, independientemente de la fuente de generación; una vulnerabilidad que se ha puesto de manifiesto repetidamente, la más reciente con gran gravedad. Los países con mayor proporción de generación renovable han experimentado, de forma demostrable, un menor impacto en los precios durante estos episodios, mientras que aquellos más dependientes de las importaciones de combustibles fósiles se enfrentan a una presión simultánea sobre la inflación, los saldos fiscales y la estabilidad económica. La electricidad renovable firme se valora según el costo del capital y la tecnología, en lugar del costo del combustible: una vez construida, está estructuralmente aislada de la volatilidad de los precios de las materias primas y las interrupciones del suministro que han disparado repetidamente los costos de los combustibles fósiles. En un número creciente de mercados, no solo es la opción más económica para la nueva capacidad de generación firme, sino también la más segura.



hamar38 © Shutterstock.com

2.4 ¿QUÉ FACTORES DETERMINAN EL COSTE DE LA ELECTRICIDAD RENOVABLE FIRME?

El caso de Las Vegas demuestra que la certeza en el suministro tiene un precio —la prima de garantía— y que este coste aumenta de forma no lineal a medida que se persiguen objetivos de fiabilidad más elevados (Figura 9). También revela que las configuraciones más rentables combinan el almacenamiento con la sobredimensionamiento de la generación, en lugar de depender únicamente del almacenamiento.

En términos más generales, el coste de la electricidad renovable firme está determinado por tres factores que interactúan entre sí: el rendimiento y el coste de las tecnologías subyacentes; la calidad y la variabilidad del recurso renovable; y el grado de diversificación entre las fuentes de generación y los activos de almacenamiento.

Rendimiento y costes de la tecnología

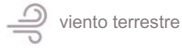
En la última década, la reducción constante del coste de la tecnología de la energía solar fotovoltaica, la eólica terrestre y los sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS) ha transformado la economía de las energías renovables. A medida que disminuyen los costes de generación y almacenamiento, la inversión adicional necesaria para alcanzar un determinado nivel de fiabilidad se reduce en consecuencia. Estas tendencias constituyen la base fundamental para comprender cómo la electricidad renovable de alta fiabilidad se está volviendo cada vez más competitiva en costes en un número creciente de mercados y entornos de recursos.



La energía solar fotovoltaica sigue siendo la tecnología de energía renovable de más rápido avance. Entre 2010 y 2024, el costo total promedio ponderado de instalación a nivel mundial se redujo en un 87 %, hasta alcanzar los 708 USD/kW, mientras que el LCOE promedio ponderado a nivel mundial disminuyó en un 90 %, hasta los 44 USD/MWh. Estos avances se debieron a mejoras en toda la cadena de valor: diseños de módulos de mayor eficiencia, inversores de menor costo, estructuras de montaje mejoradas y procesos de ingeniería, adquisición y construcción (EPC) más eficientes (Tabla 2).

Tabla 2 Tendencias tecnológicas, tendencias de costos y factores determinantes de los costos: energía solar fotovoltaica

Tendencias tecnológicas	Tendencias de costos	Factores de costo
<ul style="list-style-type: none"> • Módulos bifaciales, de un solo eje Los seguidores solares y las relaciones de carga más altas de los inversores permiten una mayor producción y una generación más fluida. • Eficiencia global de los módulos alcanzó entre el 21,7% y el 23,8% en 2024, con TOPCon de tipo N y tecnología de heteroestructuras (HJT) Las células ahora son estándar. • Módulos bifaciales contabilizados Alrededor del 90% de los envíos mundiales, lo que refleja importantes ventajas en cuanto a rentabilidad y costes. • La mejora de las relaciones de carga de los inversores y el despliegue de seguidores elevó los factores de capacidad globales de Del 15% en 2010 al 17,4% en 2024. 	<ul style="list-style-type: none"> • Los costes totales de instalación disminuyeron un 87% entre 2010 y 2024, alcanzando los 708 USD/kW. • Módulo de silicio cristalino Los precios cayeron un 97% a 0,28 dólares estadounidenses por vatio a finales de 2024. • Promedio ponderado global El LCOE disminuyó un 90%, Desde 427 USD/MWh en 2010 a 44 USD/MWh en 2024. • China e India lograron los LCOE más bajos a nivel mundial, a 34-39 USD/MWh. 	<ul style="list-style-type: none"> • Avances en módulos e inversores entregó alrededor del 60% del total reducciones de costos instaladas. • Componentes de equilibrio del sistema Contribuyó con un 30% adicional a través de montaje inferior, bastidores y EPC. costos. • El 10% restante provino de la reducción de los costes de operación y mantenimiento, la mejora de la financiación y proyectos de mayor envergadura. y escala de fabricación.



Entre 2010 y 2024, el costo total promedio ponderado global de instalación de energía eólica terrestre disminuyó un 55%, hasta aproximadamente 1066 USD/kW, mientras que el LCOE promedio ponderado global se redujo un 70%, hasta 35 USD/MWh. Estas reducciones se deben principalmente a la optimización del diseño de las turbinas, con rotores más grandes que capturan más energía a velocidades de viento más bajas y aumentan los factores de capacidad promedio ponderados globales, así como a la madurez de las cadenas de suministro en los principales mercados y a los avances en el mantenimiento predictivo y el análisis de datos (Tabla 3).

Tabla 3 Tendencias tecnológicas, tendencias de costes y factores determinantes de los costes: energía eólica terrestre

Tendencias tecnológicas	Tendencias de costos	Factores de costo
<ul style="list-style-type: none"> La potencia media mundial de las turbinas alcanzó los 4,7 MW en 2024, y los principales mercados desplegaron unidades superiores a los 6 MW. Diámetros de rotor promediados 160 metros y alturas de buje oscilaban entre 120 y 140 metros, potenciar la captura de energía y rendimiento del sitio. Góndolas modulares avanzadas Los nuevos materiales de las palas y los sistemas de control inteligentes mejoraron la fiabilidad y redujeron el tiempo de inactividad. Los factores de capacidad globales aumentaron Del 27% en 2010 al 34% en 2024, superando el 40% en regiones con mejor desempeño como Sudamérica y el norte de Europa. 	<ul style="list-style-type: none"> Los costes totales de instalación disminuyeron un 55% entre 2010 y 2024, alcanzando los 1.066 USD/kW. El LCOE promedio ponderado se redujo un 70%, pasando de 116 USD/MWh en 2010 a 35 USD/MWh en 2024. China y Brasil registraron Los LCOE globales más bajos a 30 USD/MWh y 31 USD/MWh, respaldado por cadenas de suministro consolidadas y financiación favorable. 	<ul style="list-style-type: none"> Unos rotores de mayor tamaño, una mayor altura del buje y un diseño de turbina optimizado mejoraron el rendimiento energético y redujeron los costes por MWh. La estandarización de las plataformas de turbinas, la mayor envergadura de los proyectos y las subastas competitivas redujeron los costes de fabricación y financiación. Cadenas de suministro locales maduras en China, India y Brasil redujeron los costos de capital y de O&M en hasta al 20%. El mantenimiento predictivo y el análisis de datos reducen los costos de O&M en Entre un 10% y un 15% en la última década, lo que mejora aún más la competitividad.



Sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS)

Los sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS) se han convertido en una fuente central de flexibilidad en los sistemas de energía modernos. BloombergNEF informa que, para 2025, los precios promedio ponderados por volumen de los sistemas de almacenamiento de energía llave en mano a nivel mundial habían caído por debajo de los 120 USD. kilovatios hora (kWh) (BNEF, 2025b), el nivel más bajo registrado en su encuesta anual, impulsado por la continua disminución de los costos de las baterías de iones de litio, el exceso de oferta de fabricación, la intensificación de la competencia y un cambio hacia celdas de fosfato de hierro y litio más grandes y de mayor densidad de energía y diseños de sistemas en contenedores (Tabla 4).

China continúa marcando el precio mínimo mundial gracias a su economía de escala y a sus cadenas de suministro integradas verticalmente, mientras que los costes en Europa y Estados Unidos siguen siendo más elevados debido a los requisitos de localización y a las políticas comerciales.

Se espera que las continuas mejoras en la integración del sistema, el tamaño de las celdas y la eficiencia de fabricación reduzcan aún más los costos y mejoren el rendimiento y la confiabilidad de los sistemas de almacenamiento a escala industrial.

Tabla 4 Tendencias tecnológicas, tendencias de costos y factores determinantes de los costos – BESS

Tendencias tecnológicas	Tendencias de costos	Factores de costo
<ul style="list-style-type: none"> Las baterías de iones de litio dominan el mercado. El almacenamiento a gran escala, con el fosfato de hierro y litio (LFP) representando alrededor del 94% de los sistemas encuestados en 2025, refleja su ventaja en cuanto a costes y su mayor vida útil. Químicas basadas en níquel (NMC/NCA) se han retirado en gran medida de la posición estacionaria. Almacenamiento debido a mayores costos y menor durabilidad, en lugar de que ser desplazados por químicas alternativas. Células LFP de mayor formato. Las baterías de (≥ 300 amperios-hora, y cada vez más de ≥ 500 amperios-hora) se están convirtiendo en estándar, lo que reduce considerablemente los costes del sistema gracias a una mayor densidad energética y una arquitectura de sistema simplificada. Contenedores de mayor capacidad (≥ 4 MWh, avanzando hacia Las redes de 5 a 8 MWh se están implementando cada vez más. La integración del sistema está aumentando, incluyendo más bloques de corriente continua (CC), bloques de corriente alterna (CA) y diseños refrigerados por líquido integrados, lo que reduce Complejidad del equilibrio del sistema. 	<ul style="list-style-type: none"> El precio medio mundial ponderado por volumen de los sistemas llave en mano de almacenamiento de energía cayó por debajo de los 120 USD/kWh. en 2025, una disminución interanual del 31% y el nivel más bajo en Encuesta de costos de BNEF (BNEF, 2025b). China siguió siendo el país con los costos más bajos. El mercado domina por un margen considerable, con precios promedio que se aproximan a los 75 USD/kWh y las configuraciones más competitivas por debajo de los 65 USD/kWh. Los costes en Europa y Estados Unidos fueron aproximadamente entre dos veces y media y tres veces superiores a los de China, lo que refleja los requisitos de localización, la exposición a los aranceles y las limitaciones de la cadena de suministro. Las celdas de batería más grandes y los diseños de contenedores de mayor densidad redujeron sustancialmente los costos: los sistemas que utilizan celdas de mayor formato costaban aproximadamente la mitad que las configuraciones más pequeñas en términos del lado de CC, y los contenedores de mayor capacidad proporcionaron reducciones de costos de aproximadamente un tercio en comparación con las unidades más pequeñas. 	<ul style="list-style-type: none"> Exceso de oferta persistente y La intensa competencia en la fabricación de baterías de iones de litio, especialmente en China, sigue siendo el principal motor de la disminución de los costes. Escala, integración vertical y La eficiencia de la producción en China sigue siendo la base de los costes sistémicos más bajos del mundo. Las mejoras en el diseño de las celdas y los sistemas, incluidas las celdas más grandes, los bastidores más densos y los contenedores de mayor capacidad, generan reducciones estructurales en los gastos de capital (CAPEX). La automatización, la estandarización y la mejora de los rendimientos están reduciendo los índices de desperdicio en la fabricación y los costos unitarios en toda la cadena de valor. La caída de los precios de las baterías supera los El aumento de los precios del litio provoca una compresión de los márgenes que los fabricantes absorben en lugar de trasladarla a los costes del sistema. Los costes logísticos, de ingeniería, adquisición y construcción (EPC) y los costes no relacionados con el hardware están disminuyendo, gracias a los diseños estandarizados y a una integración de sistemas más sencilla. Las políticas y las medidas comerciales influyen cada vez más en la divergencia de costos regionales, con aranceles, normas de localización y regulaciones internas. Los incentivos para la creación de contenido están elevando los costos en Estados Unidos y Europa en relación con China, incluso cuando los parámetros de referencia globales están disminuyendo.

La integración de la generación renovable con los sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS) está transformando cada vez más las operaciones del sistema eléctrico, especialmente gracias al rápido crecimiento de los proyectos solares con almacenamiento integrados. Al combinar los BESS con energías renovables, los desarrolladores pueden mejorar la utilización de las conexiones a la red, trasladar la generación a las horas de mayor valor y proporcionar una mayor flexibilidad operativa al sistema eléctrico.¹⁸ Las plataformas de control digital y los sistemas de gestión de energía dan soporte a estos activos coordinando la carga y el despacho y gestionando la degradación, aunque su función sigue siendo principalmente operativa en lugar de transformadora.

¹⁸ La evidencia del mercado muestra que los sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS) se implementan principalmente para la gestión de la demanda energética, en lugar de para servicios auxiliares. BloombergNEF estima que la gestión de la demanda energética a corto plazo representa casi el 80 % de las implementaciones globales de almacenamiento en GWh hasta 2028, mientras que los servicios auxiliares disminuyen a una participación marginal a medida que estos mercados se saturan (BNEF, 2025b). Esto refuerza la idea de que el valor económico del almacenamiento reside en el arbitraje, la integración de energías renovables y la provisión de capacidad, en lugar de solo en la respuesta de frecuencia.

Impacto de la disminución de los costos de la tecnología en el LCOE de la empresa

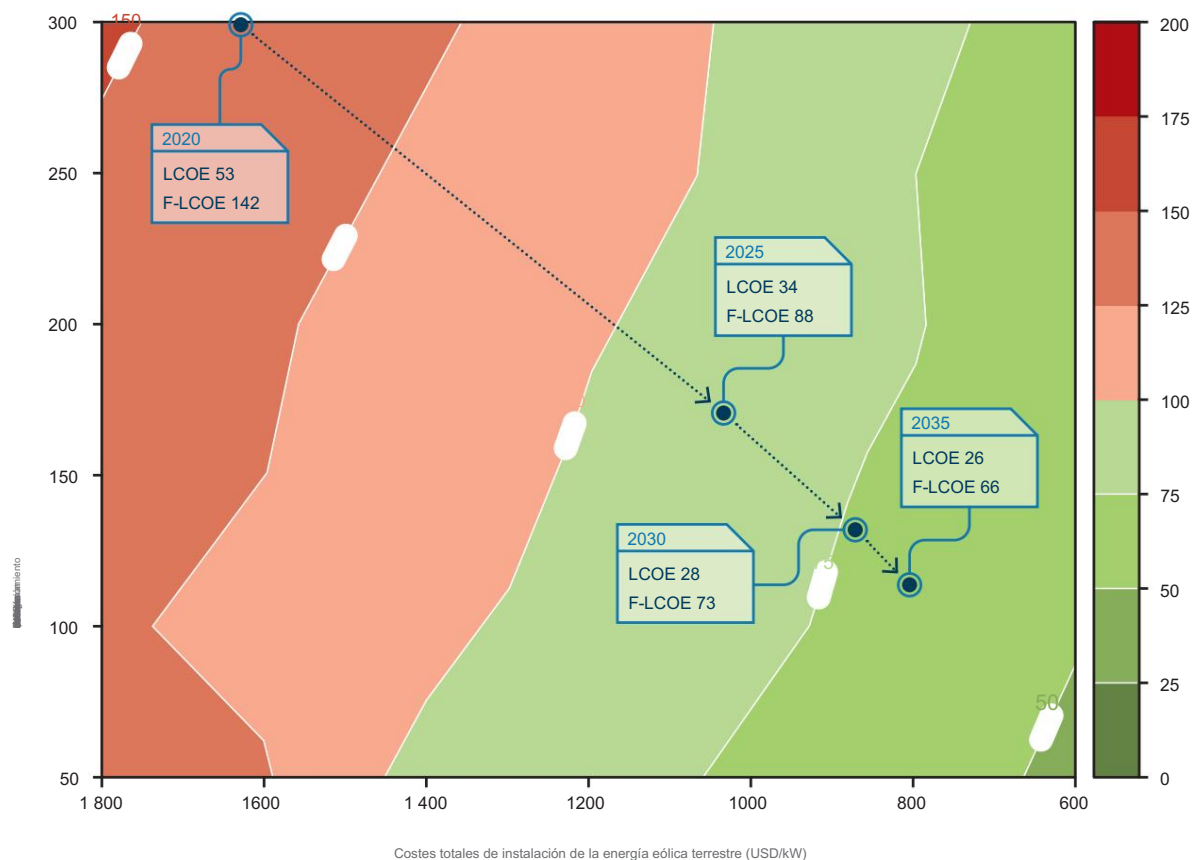
La bajada de los costes de la energía solar, eólica y de los sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS) está impulsando un rápido descenso del coste de la energía renovable firme en todos los principales mercados.

La figura 17 ilustra esta dinámica para un emplazamiento eólico terrestre representativo en el estado de Rio Grande do Norte, Brasil, caracterizado por vientos del este fuertes y persistentes con velocidades típicas de viento de 8-10 metros por segundo a la altura del buje. El LCOE firme cae de 142 USD/MWh en condiciones de costos de 2020 a 88 USD/MWh.

para 2025, antes de descender aún más hasta los 73 USD/MWh en 2030 y los 66 USD/MWh en 2035.

El gráfico de contorno representa los niveles de LCOE de las empresas en función de los costos totales de instalación de los sistemas de almacenamiento de energía en baterías (eje vertical) y los costos totales de instalación de la tecnología de generación (eje horizontal), revelando dónde la energía limpia ininterrumpida ya es competitiva y dónde aún se requieren mayores reducciones de costos. El gradiente de color, determinado por la calidad de los recursos locales y las condiciones de financiamiento específicas de cada país, traza un patrón claro: a medida que disminuyen los costos de la tecnología y el financiamiento, los países se desplazan progresivamente desde las zonas rojas de mayor costo hacia las zonas verdes de menor costo, que representan la competitividad.

Figura 17 Impacto de la disminución del CAPEX en el LCOE firme de la energía eólica terrestre y BESS



Nota: Sitio hipotético de parque eólico terrestre en el estado de Rio Grande do Norte, Brasil. Cada isolínea del gráfico de contorno representa un LCOE firme.

Nivel (en USD/MWh) – estimado con un objetivo de fiabilidad del 95 % – en función de los costos totales de instalación de la energía eólica terrestre (eje horizontal) y del sistema de almacenamiento de energía en baterías (eje vertical). A medida que disminuyen los costos de la tecnología, el sistema se desplaza desde la zona roja de alto costo hacia la zona verde de bajo costo a lo largo de la trayectoria discontinua. La forma y la posición de los contornos reflejan la calidad de los recursos del emplazamiento y su financiación condiciones.

Calidad y variabilidad de los recursos

Incluso cuando los costos de la tecnología, las condiciones de financiamiento y los objetivos de confiabilidad se mantienen constantes, los costos nivelados de la energía (LCOE) varían considerablemente entre proyectos. Esta variación se debe principalmente a la geografía: las condiciones meteorológicas que determinan la evolución de la producción solar y eólica a lo largo del tiempo.

Para aislar el efecto de las características de los recursos en los costos de estabilización, IRENA realizó un experimento numérico a gran escala con proyectos de energía solar fotovoltaica y eólica terrestre en China y Estados Unidos, aplicando supuestos tecnoeconómicos idénticos a todos los proyectos y variando únicamente el perfil de generación horaria derivado de las condiciones meteorológicas locales. Por lo tanto, las diferencias en los costos nivelados de energía (LCOE) entre los proyectos de este experimento pueden atribuirse directamente a las características de los recursos.

Para interpretar estas diferencias, los perfiles de generación se caracterizan a lo largo de dos dimensiones complementarias: la variabilidad a corto plazo y la escasez de energía a largo plazo.

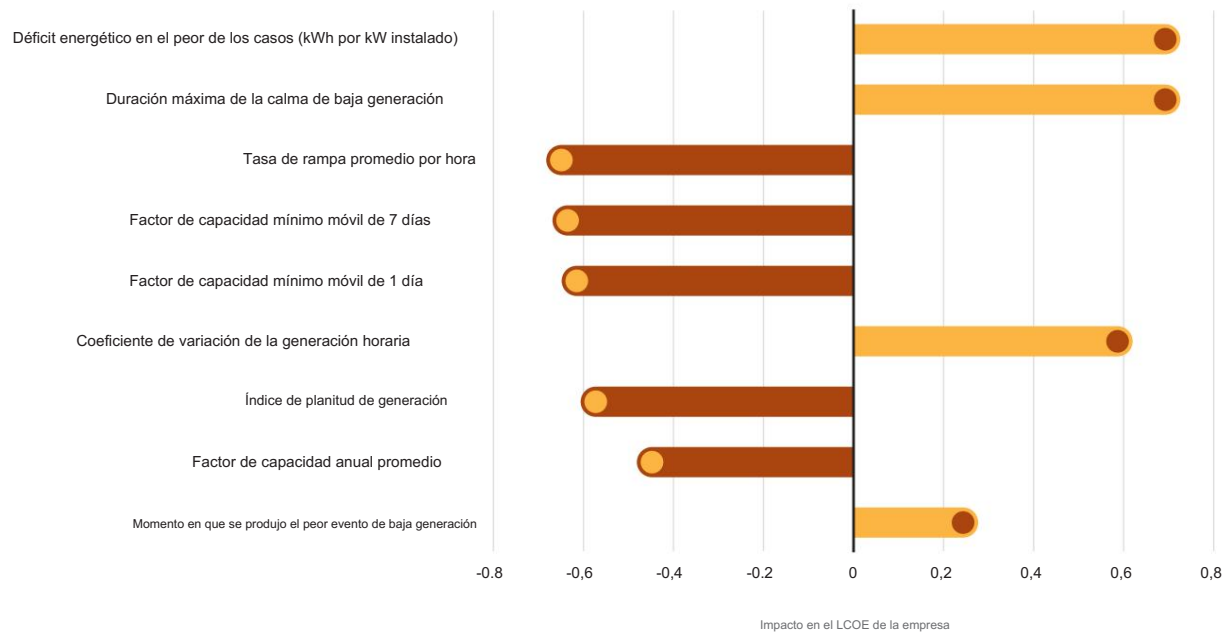
- Indicadores de variabilidad: describen la magnitud y la velocidad de las fluctuaciones a corto plazo en la generación:
 - Factor de capacidad anual promedio.
 - Coeficiente de variación: desviación estándar de la producción horaria dividida por la media, que mide la eficiencia general. dispersión.
 - Índice de planitud: grado en que la generación se aproxima a un perfil constante con la misma producción media.
 - Tasa de variación: cambio absoluto promedio de la producción hora a hora, normalizado por la capacidad instalada.
- Indicadores de Dunkelflaute : capturan la persistencia y la gravedad de los eventos sostenidos de baja generación:
 - Factores de capacidad mínimos móviles de 1 y 7 días: producción sostenida más baja durante 24 horas y Ventanas de varios días, filtrando el ruido a corto plazo.
 - Duración máxima de la calma: período continuo más largo durante el cual la generación permanece por debajo del 10% de capacidad instalada.
 - Brecha energética del peor evento: déficit energético total acumulado durante la generación más severa de baja energía. evento, expresado por kW instalado.

En conjunto, estos indicadores reflejan los volúmenes mínimos de energía que los recursos de almacenamiento o de respaldo deben suministrar para mantener un nivel de confiabilidad determinado.



La Figura 18 resume la influencia relativa de las distintas características de los recursos en la prima de estabilización de la energía solar fotovoltaica, basándose en los coeficientes de correlación de Pearson entre el coste de estabilización a nivel de proyecto y diferentes tipos de indicadores. Los coeficientes se clasifican por magnitud absoluta y se presentan en un diagrama de tornado, que resalta los determinantes dominantes del coste de estabilización, impulsados por los recursos, en las distintas ubicaciones.

Figura 18 Factores determinantes relacionados con los recursos que influyen en la prima de firmeza: energía solar fotovoltaica.



Nota: Las barras del diagrama de tornado muestran los coeficientes de correlación de Pearson entre la prima de firmeza a nivel de proyecto y varios indicadores de calidad de los recursos, ordenados por magnitud absoluta. Un coeficiente positivo indica que el indicador y la prima de firmeza se mueven en la misma dirección; por ejemplo, los eventos de baja generación más prolongados se asocian con una prima de firmeza más alta.

Un coeficiente negativo indica que se mueven en direcciones opuestas. Todos los proyectos se modelan bajo supuestos tecnoeconómicos idénticos; por lo tanto, cualquier diferencia en las primas de firmeza refleja únicamente las características de los recursos.

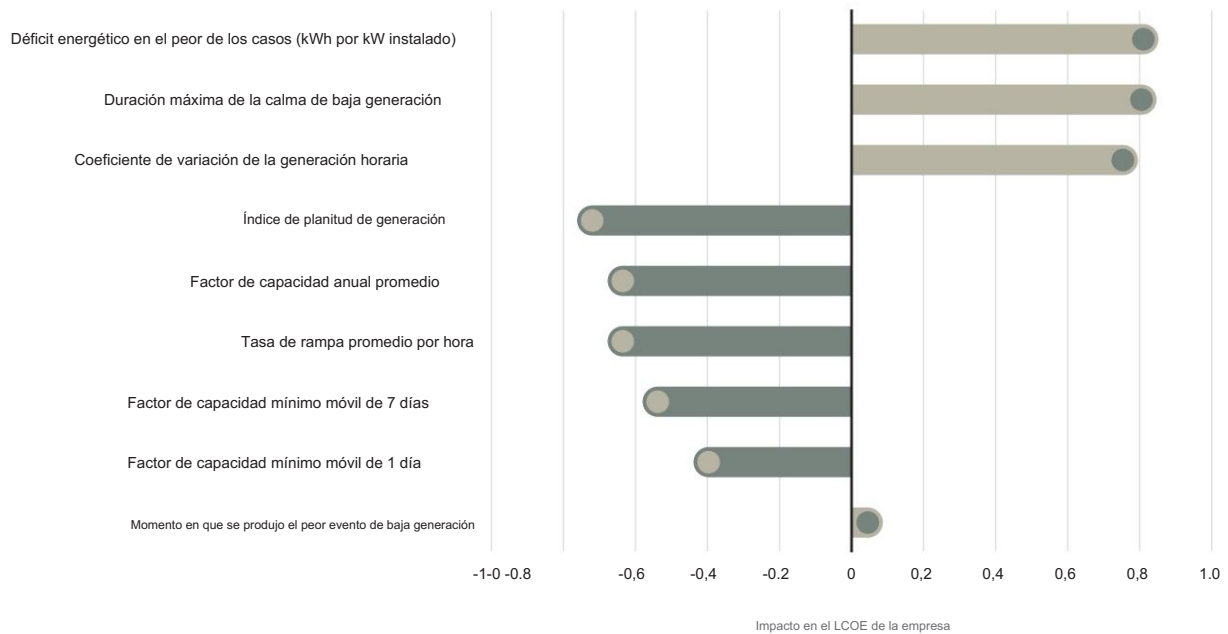
En el caso de la energía solar fotovoltaica, los costos de estabilización se deben principalmente a la gravedad de los periodos prolongados de baja irradiancia. Las correlaciones más fuertes con la prima de estabilización se observan para la brecha energética del peor evento (el déficit energético total acumulado durante el episodio de baja irradiancia más severo del año) y la duración máxima de la pausa. Los sitios que experimentan profundas caídas de varios días en la producción solar requieren volúmenes de almacenamiento y sobredimensionamiento de la generación sustancialmente mayores para mantener un nivel de confiabilidad determinado. La variabilidad a corto plazo juega un papel secundario, mientras que el factor de capacidad anual promedio tiene un poder explicativo limitado una vez que se considera la escasez a largo plazo.





En el caso de la energía eólica terrestre, la estructura de correlación es aún más concentrada. Los LCOE firmes están dominados por la brecha energética del peor evento y la duración máxima de la calma, lo que confirma que los eventos de sequía eólica, aunque poco frecuentes pero prolongados, son el principal factor determinante del costo (Figura 19). Estos son los eventos para los que se deben dimensionar los sistemas, y representan el desafío fundamental para la estabilización de la energía eólica, independientemente de la calidad promedio del recurso.

Figura 19 Factores determinantes de la prima de firmeza relacionados con los recursos: energía eólica terrestre.



La principal implicación es que el factor de capacidad anual promedio es un indicador insuficiente de la competitividad de las energías renovables. Los costos de estabilización se determinan, en cambio, por la magnitud y la persistencia de los eventos de baja generación. El fortalecimiento de las herramientas de evaluación de recursos para capturar esta dinámica —incluidos datos meteorológicos de alta resolución, métricas que tengan en cuenta el efecto Dunkelflaute y conjuntos de datos multianuales— puede generar reducciones de costos que superan las que se pueden lograr únicamente mediante mejoras tecnológicas incrementales. En este sentido, una mejor caracterización del sitio es tan crucial como el aprendizaje tecnológico continuo.



Crea más imágenes aéreas © Shutterstock.com

Configuración y diversificación del sistema

Las baterías de iones de litio se han vuelto indispensables para gestionar la variabilidad diaria en la generación solar y eólica. Los sistemas de cuatro horas pueden suavizar las fluctuaciones, desplazar la producción solar hacia los periodos de mayor demanda vespertina y cubrir déficits puntuales durante el día a un coste cada vez menor. Sin embargo, como demuestra el análisis del párrafo anterior, los desafíos de fiabilidad más exigentes surgen de eventos que se extienden mucho más allá de la duración que puede cubrir el almacenamiento a corto plazo. Por lo tanto, lograr un suministro de energía renovable firme y rentable con altos niveles de fiabilidad requiere un enfoque más amplio que combine el almacenamiento de energía a corto y largo plazo, carteras diversificadas y flexibilidad digital.



Más allá del litio: el auge del almacenamiento de energía de larga duración.

La inversión y la innovación globales están ampliando el papel del almacenamiento de energía más allá de las aplicaciones de corta duración. Según BloombergNEF, se espera que los costos de las tecnologías de almacenamiento de energía de larga duración (LDES) disminuyan significativamente para 2030 a medida que se acelera la comercialización, y se prevé que varias tecnologías, incluidas las de almacenamiento de energía de aire comprimido, baterías de flujo y almacenamiento térmico, alcancen o superen los costos de las baterías de iones de litio para duraciones de descarga más largas (Zhou et al., 2025). Un estudio comparativo de costos paralelo realizado por el Electric Power Research Institute (EPRI) y el LDES Council, basado en datos de encuestas a desarrolladores de tecnología, confirma que se esperan reducciones sustanciales de costos en todas las categorías principales de LDES entre 2025 y 2030, impulsadas por un mejor rendimiento, economías de escala y una mayor capacidad de fabricación (EPRI, 2026).

Los sistemas LDES complementan los sistemas de iones de litio al proporcionar flexibilidad a largo plazo, lo que ayuda a satisfacer la demanda durante períodos prolongados de baja producción de energías renovables. Si bien los costos siguen siendo más altos que los de los sistemas de iones de litio en la mayoría de las tecnologías y mercados, esta diferencia se está reduciendo y, para algunas tecnologías y aplicaciones, la paridad de costos es alcanzable para 2030.

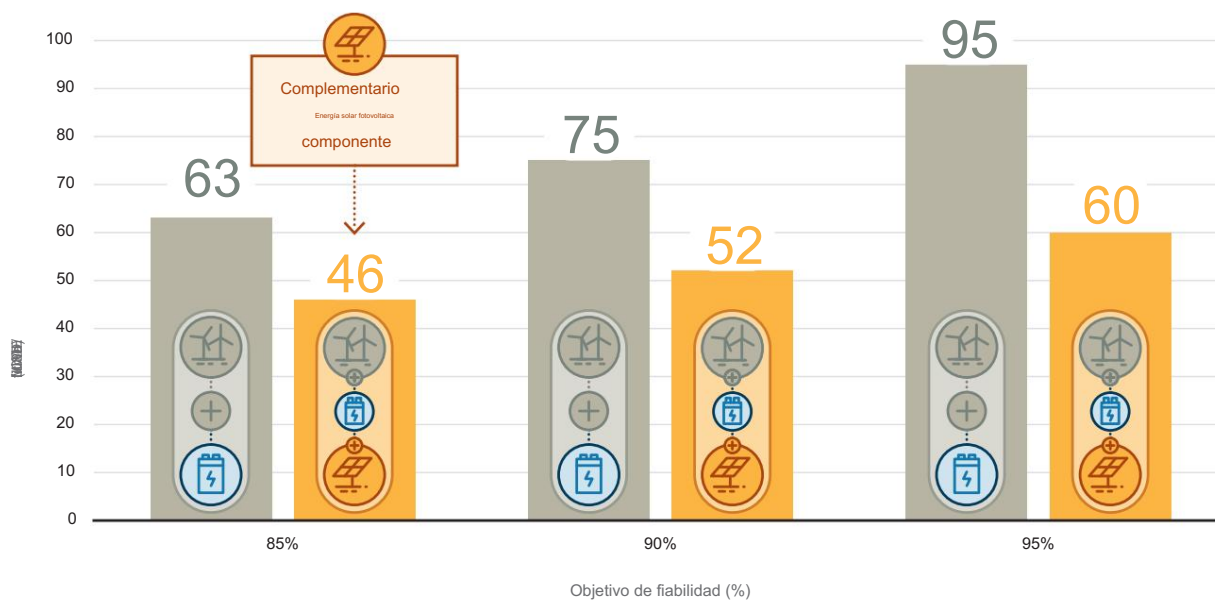
Para el almacenamiento de energía de corta duración, las perspectivas de costos también están mejorando. El Laboratorio Nacional de las Montañas Rocosas de EE. UU. proyecta que los costos de las baterías de iones de litio de cuatro horas a escala industrial disminuirán entre un 16 % y un 56 % para 2035 con respecto a los niveles de 2024 en sus escenarios medio y bajo, alcanzando entre 147 y 243 USD/kWh, continuando la trayectoria descendente que ya ha comprimido significativamente las primas de firmeza (Cole et al., 2025). Estas reducciones paralelas de costos en el almacenamiento de corta y larga duración están reforzando la economía de la electricidad renovable firme en una gama cada vez mayor de objetivos de confiabilidad y contextos de mercado.



El valor de las carteras diversificadas

Los modelos de IRENA muestran que la introducción de una participación modesta de generación solar complementaria reduce significativamente los costos de estabilización al mismo nivel de confiabilidad, lo que demuestra las ganancias de eficiencia derivadas de la diversificación de la cartera (Figura 20). Con un objetivo de confiabilidad del 95 %, una configuración eólica con almacenamiento alcanza un LCOE firme de USD 95/MWh. La adición de un componente solar complementario reduce este valor a USD 60/MWh, lo que supone un ahorro en los costos de estabilización de USD 35/MWh, o aproximadamente un tercio, atribuible en su totalidad al desfase natural entre los perfiles de generación eólica y solar.

Figura 20. Impacto de las estrategias de hibridación en el LCOE firme de la energía eólica terrestre con BESS.



Nota: Los resultados se muestran para una configuración de energía eólica terrestre y BESS bajo dos estrategias de hibridación: sobreconstrucción eólica.

(columnas grises) y un componente solar fotovoltaico complementario (columnas naranjas), con objetivos de fiabilidad del 85%, 90% y 95%.

El análisis se basa en supuestos sobre los costes de la tecnología para 2025 y en un emplazamiento eólico de alta calidad en el corredor de Elizabeth Bay en Namibia.

La combinación de recursos renovables complementarios reduce la frecuencia y la magnitud de los déficits de suministro, ya que las carteras mixtas producen una producción más consistente que las tecnologías individuales que operan por separado. En el Reino Unido, por ejemplo, los días con baja generación eólica y solar simultáneamente ocurren solo

el 2% del tiempo (Mayo, 2025), lo que ilustra la fuerte complementariedad natural entre estos recursos.

Cuando persisten los déficits, los sistemas de suministro de energía a gran escala (LDES) y la flexibilidad de la demanda pueden subsanarlos a un coste cada vez menor. A medida que estas opciones maduren y se expandan, los sistemas híbridos diversificados desempeñarán un papel cada vez más importante en el suministro de energía renovable fiable las 24 horas del día.

Del almacenamiento a los sistemas: centrales eléctricas virtuales y flexibilidad digital.

La fiabilidad no depende únicamente del hardware; también depende de la coordinación. Las centrales eléctricas virtuales (VPP, por sus siglas en inglés), redes de recursos distribuidos conectados digitalmente, como paneles fotovoltaicos en tejados, baterías pequeñas, cargadores de vehículos eléctricos y sistemas de respuesta a la demanda, se están consolidando como potentes facilitadores de la flexibilidad del sistema.

En mercados líderes como Estados Unidos, Alemania y Australia, las centrales eléctricas virtuales (VPP) ya integran miles de dispositivos distribuidos para proporcionar regulación de frecuencia, reducción de picos de demanda y servicios de equilibrio local. Al liberar capacidad flexible en el lado de la demanda, reducen la necesidad de costosos sistemas de respaldo centralizados y permiten una mayor integración de energías renovables con un menor coste total del sistema.

La digitalización, la inteligencia artificial y la previsión avanzada están convirtiendo las centrales eléctricas virtuales en activos de fiabilidad virtual capaces de proporcionar servicios que antes solo ofrecían las centrales convencionales. Su auge indica un cambio más amplio: de la expansión de la capacidad física al uso más inteligente de los activos existentes, transformando la flexibilidad en la nueva frontera de la energía limpia, fiable y asequible.

03

DESDE EL COSTO COMPETITIVIDAD PARA DESPLIEGUE A GRAN ESCALA

El análisis del Capítulo 2 establece que, en las regiones con recursos de alta calidad, la electricidad renovable estable ha superado el umbral de competitividad en costos con la generación de nueva energía a partir de combustibles fósiles. La cuestión central ya no es si las energías renovables estables pueden competir en costos, sino con qué rapidez se pueden establecer las condiciones estructurales necesarias para aprovechar su potencial en la diversidad de mercados y contextos institucionales que prevalecen a nivel mundial.

3.1 APRENDIZAJE TECNOLÓGICO: UNA DINÁMICA DE REDUCCIÓN DE COSTOS AUTOREFORZADA

Las reducciones de costos documentadas en el capítulo 2 reflejan el aprendizaje tecnológico: una dinámica estructural en la que los costos unitarios disminuyen sistemáticamente a medida que aumenta el despliegue acumulativo, impulsado por la escala de fabricación y la experiencia operativa y de ingeniería acumulada.

La energía solar fotovoltaica, la energía eólica terrestre y los sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS) siguen esta trayectoria, con tasas de aprendizaje de alrededor del 34%, 25% y 18% por cada duplicación de la capacidad instalada acumulada, respectivamente.¹⁹ Para la electricidad renovable firme, estos efectos se combinan: a medida que bajan los costos de generación, el LCOE de referencia disminuye; a medida que bajan los costos de almacenamiento, la prima de firmeza se reduce; y los dos efectos juntos hacen que el LCOE firme baje más rápido de lo que sugeriría cualquiera de las tecnologías por separado.

Esta dinámica crea un ciclo de retroalimentación positiva en el que la disminución de los costos y el creciente despliegue se refuerzan mutuamente, reduciendo progresivamente la prima de garantía y ampliando el número de ubicaciones donde la electricidad renovable con garantía es competitiva. La escala industrial agrava el efecto: a medida que aumentan los volúmenes de despliegue, las cadenas de suministro se desarrollan y mejoran sus procesos, y los costos de los proyectos (permisos, conexión a la red, ingeniería y financiación) disminuyen a medida que se acumula experiencia y se ajustan las percepciones de riesgo.

Los países y regiones que actúen con prontitud para desarrollar su capacidad industrial nacional comprimirán aún más este ciclo, aprovechando tanto los beneficios económicos como los de seguridad energética que ofrece un despliegue firme de energías renovables.

¹⁹ Las tasas de aprendizaje para la energía solar fotovoltaica y la energía eólica terrestre son estimaciones de IRENA basadas en datos globales de costos y despliegue que abarcan el período 2010-2024. Para BESS, la tasa de aprendizaje del 18% está asociada con los costos de los bastidores de baterías (BNEF, 2025b).

3.2 ADAPTAR LA TECNOLOGÍA AL CONTEXTO

Si bien el aprendizaje tecnológico define la trayectoria de costos, la geografía determina cómo se traduce esa trayectoria en implementación. De la evidencia presentada en este informe surgen tres arquetipos de sistemas generales, cada uno con su propia lógica de recursos, estructura de costos e implicaciones estratégicas.

En regiones con abundante luz solar —como la península arábiga, el África subsahariana, el noreste de Brasil, el desierto de Thar en India y el interior de Australia— la energía solar fotovoltaica a gran escala combinada con almacenamiento en baterías constituye la base natural para un suministro continuo de energía limpia. La alta irradiancia anual, la baja nubosidad y los perfiles de producción estacionales estables minimizan la intensidad y la duración de los periodos de baja generación, reduciendo así las necesidades de almacenamiento y el exceso de capacidad de generación. En las ubicaciones más favorables, se prevé que el coste nivelado de la energía solar firme (LCOE) se sitúe por debajo de los 60 USD/MWh para 2030, y que disminuya a menos de 50 USD/MWh para 2035. Donde haya terreno disponible y no esté sujeto a usos agrícolas, de conservación u otros, este potencial de costes es realizable a gran escala. La energía solar con almacenamiento en estos entornos no es una tecnología transitoria a la espera de una mejor alternativa: es la vía más económica para obtener energía limpia firme y continua disponible en la actualidad, y su posición competitiva se fortalecerá aún más.

a medida que disminuyen los costos.

En las regiones templadas y continentales con abundante viento —a lo largo de las Grandes Llanuras de América del Norte, el norte de Europa, la Patagonia y los corredores de viento del este de África— la estrategia más rentable es la complementariedad de recursos. La combinación de energía eólica con energía solar fotovoltaica y almacenamiento de corta duración aprovecha al máximo la compensación parcial entre los dos perfiles de generación, reduciendo la frecuencia y la magnitud de los déficits de suministro sin requerir grandes volúmenes de almacenamiento ni una sobreconstrucción excesiva de generación. Dado que esta complementariedad opera a nivel de cartera en lugar de a nivel de planta, los marcos de contratación que premian la fiabilidad a nivel de cartera —en lugar de exigir que los activos individuales sean totalmente fiables— generalmente darán como resultado menores costos totales.

Para los mercados con recursos renovables nacionales limitados (pequeñas economías insulares, regiones con escasez de terreno o densamente pobladas, y países donde la calidad de los recursos es insuficiente para lograr costos nivelados de energía competitivos a nivel de proyecto), la interconexión regional es potencialmente la principal vía para obtener electricidad limpia y confiable a un costo competitivo. La interconexión sustituye la capacidad de almacenamiento por la diversidad geográfica: la interconexión de sistemas eléctricos en diversas zonas climáticas suaviza la variabilidad, reduce la magnitud de los déficits de suministro simultáneos y disminuye los costos de estabilización del sistema sin requerir inversiones adicionales en proyectos individuales.

El contexto de Singapur destaca por qué este enfoque es necesario: las importaciones de energía solar limpia a través de una interconexión planificada de 1 GW con la isla de Batam en Indonesia elevan la puntuación base de electricidad libre de carbono de la red del 2,7 % al 10 %, desplazan 6 teravatios-hora (TWh) de generación a gas anualmente, ahorran alrededor de Se ahorran 440 millones de dólares en combustible y se evitan 2,8 millones de toneladas de emisiones de dióxido de carbono (MtCO₂), lo que demuestra el valor integral de la interconexión limpia para las economías con recursos limitados (Puspitarini y Suarez, 2025). La experiencia europea demuestra esta dinámica a escala continental.

Las redes eléctricas regionales emergentes en el sudeste asiático, el África subsahariana, Oriente Medio y América Latina ofrecen oportunidades similares para el rápido crecimiento de los sistemas eléctricos en estas regiones.

En los tres arquetipos, el principio rector es el mismo: alinear las opciones tecnológicas con las condiciones de los recursos locales, la arquitectura de la red y las características de la demanda. La disponibilidad de terrenos, el coste y los usos competitivos son otro factor estructural que influye en las opciones de implementación en los tres contextos: cuando el terreno es escaso, caro o está sujeto a demandas competitivas, las configuraciones tecnológicas, las estrategias de ubicación y los modelos de propiedad deberán adaptarse en consecuencia; por ejemplo, mediante diseños agrivoltaicos, despliegues en alta mar o la priorización de tejados, edificios e infraestructura urbana.

3.3 FACILITANDO EL DESPLIEGUE: EL PAPEL DECISIVO DE LAS POLÍTICAS

La competitividad en costes por sí sola no garantiza la implementación. En muchos mercados, los mercados eléctricos y los marcos regulatorios se diseñaron en torno a la generación convencional y aún no valoran adecuadamente la fiabilidad y la flexibilidad que ofrecen los sistemas híbridos de energías renovables. Cuatro herramientas políticas —mandatos administrativos, incentivos fiscales, diseño de subastas y adquisiciones, y regulación de la demanda— están demostrando ser decisivas para cerrar esta brecha.

Las normativas administrativas aceleran el despliegue inicial al exigir almacenamiento o suministro firme como condición para la conexión a la red o la participación en el mercado. Los requisitos provinciales de almacenamiento en China —que hicieron del almacenamiento en baterías un requisito para la aprobación de la conexión a la red de nuevos proyectos de energías renovables— impulsaron el crecimiento de una industria nacional de fabricación y desarrollo de proyectos que ahora representa la mayor parte de la capacidad global de almacenamiento en baterías. Una vez que la industria nacional alcanzó la escala necesaria para sostener el despliegue sin coacción regulatoria, estas normativas se eliminaron por completo a nivel nacional en marzo de 2025. Esta experiencia sugiere que las normativas bien diseñadas son más efectivas cuando el objetivo es crear un ecosistema industrial que aún no existe, y que deberían evolucionar hacia mecanismos basados en el mercado a medida que dicho ecosistema madura.

Los incentivos fiscales pueden orientar la inversión hacia configuraciones híbridas y de almacenamiento, haciendo que los proyectos combinados sean más atractivos financieramente que los proyectos independientes. En Estados Unidos, la legislación federal ha establecido créditos fiscales que tratan de manera diferente los componentes solares y de almacenamiento de los proyectos combinados: el componente solar califica para créditos fiscales a la inversión hasta 2030, mientras que el componente de almacenamiento mantiene su elegibilidad hasta 2035, siempre que los componentes no provengan de Entidades Extranjeras de Preocupación. Esta diferencia en el tratamiento hace que las configuraciones combinadas sean más atractivas que la energía solar independiente, ya que los desarrolladores pueden beneficiarse de los créditos de almacenamiento durante más tiempo. La Ley One Big Beautiful refuerza aún más los incentivos para la combinación de energía solar fotovoltaica y almacenamiento dentro de este marco.

El impacto en la inversión ya es visible: alrededor del 20 % de las nuevas instalaciones solares a gran escala en Estados Unidos durante el primer semestre de 2025 se combinaron con sistemas de almacenamiento, una proporción que BloombergNEF prevé que supere el 50 % para 2031. No obstante, el impulso a corto plazo se ha visto frenado por la incertidumbre en torno a los aranceles y las restricciones a los componentes fabricados en China, lo que ha paralizado las compras corporativas. La lógica subyacente se extiende más allá de Estados Unidos: las estructuras de créditos fiscales que hacen que las configuraciones híbridas y de ubicación conjunta sean más atractivas financieramente que la generación variable independiente pueden incentivar la inversión en energías renovables firmes, sin que los responsables políticos tengan que exigirlo explícitamente.

El diseño de subastas y adquisiciones puede convertir la confiabilidad, de una necesidad abstracta del sistema, en un producto de mercado con precios competitivos, permitiendo que los mercados —en lugar de los responsables políticos— descubran la ruta de menor costo para un suministro firme de energía renovable. Las licitaciones de energía renovable de la India, que operan las 24 horas, exigen que los desarrolladores cumplan con umbrales mínimos de utilización en carteras híbridas de energía solar, eólica y almacenamiento, lo que les permite encontrar la combinación de tecnologías más rentable, al tiempo que garantiza que el suministro firme sea el resultado contractual. Las subastas de innovación de la Ley de Fuentes de Energía Renovables de Alemania proporcionan un canal de mercado específico para activos renovables híbridos y ubicados en el mismo lugar, y han atraído un gran interés por parte de los desarrolladores, con precios de liquidación que han disminuido considerablemente en los últimos años, lo que demuestra el efecto reductor de costos de la contratación competitiva. En Alemania, los acuerdos de compra de energía para sistemas híbridos de energía solar fotovoltaica y almacenamiento de baterías ahora tienen una prima de precio del 30-40% sobre los contratos de energía solar fotovoltaica independientes, ya que los compradores valoran cada vez más la generación confiable y desplazada (Radoia et al., 2026). El principio de diseño clave es el mismo: especificar el resultado (un objetivo de fiabilidad o un umbral mínimo de utilización) y permitir que la competencia encuentre la configuración de menor coste.

La regulación de la demanda crea una demanda estructural de electricidad renovable firme al exigir a los consumidores que adquieran energía de fuentes de generación limpia verificadas y con sincronización horaria. El marco de la Unión Europea para la certificación de hidrógeno renovable —que exige adicionalidad, disponibilidad en la ubicación y sincronización horaria como condiciones para la elegibilidad regulatoria— impone de facto la electricidad renovable firme como fuente de energía de la emergente economía del hidrógeno limpio. La revisión en curso de la Guía del Alcance 2 del Protocolo de GEI propone extender esta lógica a nivel mundial, exigiendo certificados con sincronización horaria y de ubicación como base para las declaraciones de emisiones corporativas basadas en el mercado. Una vez adoptado, este cambio transformará la demanda de electricidad renovable firme, pasando de ser un compromiso voluntario de los principales compradores a una práctica habitual en la adquisición de energía corporativa a nivel mundial.

Para aprovechar todo el potencial de estas palancas políticas, también depende de tres factores facilitadores, tanto físicos como institucionales. Las cadenas de suministro diversificadas y resilientes son esenciales para garantizar que la reducción de costos se traduzca en un despliegue seguro y asequible en una amplia gama de mercados. La infraestructura de la red, que conecta las regiones ricas en recursos con los centros de demanda, y la interconexión regional que agrupa diversas zonas climáticas, determinan si la capacidad renovable firme puede integrarse de manera eficiente y si su producción puede suministrarse de forma fiable. Además, las tecnologías digitales, incluida la inteligencia artificial, están transformando cada vez más los activos híbridos de energía renovable, pasando de ser generadores pasivos a recursos de red inteligentes capaces de proporcionar la gama completa de servicios que requieren los sistemas eléctricos modernos.



3.4 MIRANDO HACIA EL FUTURO

Cuatro proyectos, que ya están tomando forma en los principales mercados, ampliarán aún más el alcance de la electricidad renovable de suministro constante en la próxima década.

Las tecnologías de almacenamiento de energía de larga duración —incluidas las baterías de flujo, los sistemas de aire comprimido, el almacenamiento de energía térmica bombeada y el almacenamiento térmico— están madurando y reduciendo sus costos, abordando progresivamente las brechas de suministro estacionales y de varios días que el almacenamiento de baterías de iones de litio de corta duración no puede cubrir de manera rentable. En todas las categorías tecnológicas analizadas, los desarrolladores esperan costos sustancialmente más bajos para 2030, impulsados por el progreso en investigación y desarrollo y la ampliación de la producción, aunque las tecnologías de almacenamiento de varios días aún se encuentran en una etapa más temprana de preparación comercial (EPRI, 2026). Estas tecnologías no son intercambiables: cada una tiene estructuras de costos, requisitos geográficos y características operativas distintas, adecuadas a diferentes escalas de tiempo. Los sistemas de energía renovable firme más rentables de la próxima década se basarán en una cartera de duraciones de almacenamiento en lugar de una única solución.

La digitalización avanzada —que incluye pronósticos basados en inteligencia artificial, mantenimiento predictivo y tecnología de inversores formadores de red— está ayudando a los sistemas híbridos de energías renovables a proporcionar un conjunto cada vez mayor de servicios de apoyo a la red, como la regulación de voltaje y frecuencia, la respuesta inercial y, en algunos casos, la capacidad de arranque en negro y restauración. Si bien estas capacidades no reemplazan por completo todas las funciones de la generación síncrona, están reduciendo cada vez más la brecha.

La creciente interconexión está transformando la geografía de las energías renovables competitivas, permitiendo que los mercados con limitaciones de terreno y recursos accedan a electricidad limpia y fiable de regiones vecinas y reduciendo el almacenamiento y la sobreinfraestructura necesarios para mantener la fiabilidad en sistemas más amplios. Las redes eléctricas regionales emergentes —en el sudeste asiático, África subsahariana, Oriente Medio y América Latina— se encuentran en una fase inicial, pero acelerada, de este proceso, con el potencial de replicar a escala regional la diversidad y las ventajas en costes que la interconexión continental ha aportado en Europa.

Finalmente, la maduración de la contabilidad energética con sincronización horaria —a través de las Garantías Horarias de Origen y los marcos de Certificados Granulares que se están implementando en múltiples mercados— está haciendo que la fiabilidad sea visible, verificable y comercialmente valiosa a escala global. Extender esta lógica a la contabilidad de emisiones corporativas —pasando de informes anuales a informes horarios y con sincronización geográfica—, de adoptarse, ampliaría aún más esta señal de demanda, desde los compradores corporativos pioneros hasta toda la población de consumidores de electricidad, reforzando el argumento de inversión para el almacenamiento, las carteras híbridas y el suministro limpio las 24 horas del día.

todos los mercados.

Las tecnologías están madurando, los costos están disminuyendo, los marcos normativos se están desarrollando y la demanda comercial está creciendo. Los proyectos, mercados y ejemplos descritos en este informe no son experimentos aislados: señalan una transformación estructural en la forma en que se genera, distribuye y valora la electricidad. El ritmo al que avance esa transformación determinará el resultado del panorama energético mundial. transición en la próxima década.

REFERENCIAS

- Anderson, J. (2025), " Tiempos de espera de hasta siete años para turbinas de gas en EE. UU.; los costos aumentan drásticamente", S&P Global, www.spglobal.com/energy/en/news-research/latest-news/electric-power/052025-us-gas-fired-turbine-wait-times-as-much-as-seven-years-costs-up-sharply
- Andrae, E., et al. (2022), "Dimensionamiento de centrales eléctricas híbridas bajo el cumplimiento de licitaciones las 24 horas en India", Actas de la Conferencia Internacional sobre Energías Renovables y Tecnologías Inteligentes (REST 2022), Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos, <https://doi.org/10.1109/REST54687.2022.10022596>
- Arup (2026), Gridunlocked: Desbloqueando los beneficios de invertir en la red eléctrica, Londres, www.arup.com/insights/gridunlocked
- BNEF (2025), " La política estadounidense está impulsando la combinación de energía solar con almacenamiento", BloombergNEF.
- BNEF (2025a), Perspectivas del mercado de energía limpia en América Latina 2025, BloombergNEF.
- BNEF (2025b), Encuesta de costos de sistemas de almacenamiento de energía 2025, BloombergNEF.
- BNEF (2025c), El almacenamiento en ubicaciones conjuntas impulsa el modelo de negocio de la energía solar, BloombergNEF.
- BNEF (2026a), "La energía fotovoltaica con almacenamiento reemplaza al gas en la generación de carga base en Arabia Saudita", BloombergNEF.
- BNEF (2026b), Actualización del costo nivelado de la electricidad 2026: Evaluación del costo de la generación de energía y la energía-Tecnologías de almacenamiento de energía desde 2009, BloombergNEF.
- Chojkiewicz, E., et al. (2025), La caída en picado de los precios de las subastas de energía solar y almacenamiento en India desbloquea precios asequibles, Energía limpia ininterrumpida a prueba de inflación, Centro de Energía y Clima de la India, Escuela de Políticas Públicas Goldman, Universidad de California, Berkeley, <https://iecc.gsp.berkeley.edu>
- Cole, W., et al. (2025), Proyecciones de costos para el almacenamiento de baterías a escala de servicios públicos: actualización de 2025, No. NREL/TP-6A40-93281, Laboratorio Nacional de Energías Renovables, Golden, www.nrel.gov/docs/fy25osti/93281.pdf
- Ember (2025), Energía solar las 24 horas : Estimación del coste del suministro solar firme, Londres.
- EPRI (2026), Comparación de costes para soluciones de almacenamiento de energía de larga duración: informe técnico 2025, Instituto de Investigación de Energía Eléctrica, Palo Alto, <https://descouncil.com/wp-content/uploads/2026/01/Informe-de-evaluación-comparativa-21-de-enero-EXTERNO.pdf>
- Google (2024), " Optimización lineal", Google OR-Tools, <https://developers.google.com/optimization/lp>
- Gréoux Research (2024), "IESO: Un entorno de modelado de sistemas energéticos integrados basado en optimizadores lineales", <https://github.com/greoux-research/ieso>
- Grimm, V., et al. (2024), El LCOE de las energías renovables no es un buen indicador de los costos futuros de la electricidad, Policy Brief, Universidad Tecnológica de Nuremberg (UTN); Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg (FAU), www.utn.de/files/2024/04/Grimm-Policy-Brief-CD-EN.pdf
- Hirth, L. (2026), El coste total del suministro de energía, Explicador, Neon Neue Energieökonomik, Berlín.

COSTOS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA RENOVABLE EN 2024

- Hirth, L., et al. (2015), "Costos de integración revisados: un marco económico para la energía eólica y solar variabilidad", *Energía Renovable*, vol. 74, págs. 925–39, <https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.08.065>
- IEA (2018), *Perspectivas energéticas mundiales 2018*, Agencia Internacional de Energía, París, www.iea.org/reports/Perspectivas_energéticas_mundiales_2018
- IEA (2025a), *Perspectivas energéticas mundiales 2025*, Agencia Internacional de Energía, París, www.iea.org/reports/Perspectivas_energéticas_mundiales_2025
- IEA (2025b), *Energía e IA: Informe especial sobre las perspectivas energéticas mundiales*, Agencia Internacional de Energía, París, www.iea.org/reports/energy-and-ai
- IRENA (2025), *Costos de generación de energía renovable en 2024*, Agencia Internacional de Energías Renovables, Abu Dabi, www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2025/Jul/IRENA_TEC_RPGC_en_2024_2025.pdf
- IRENA (2026a), *Flexibilidad para una transformación segura y asequible del sector energético*, Internacional Agencia de Energías Renovables, Abu Dabi, www.irena.org/publications/2026/Flexibility-for-a-secure-and-affordable-power-sector-transformation
- IRENA (2026b), *Estadísticas de capacidad renovable 2026*, Agencia Internacional de Energías Renovables, Abu Dabi, www.irena.org/Publications/2026/Mar/Renewable-capacity-statistics-2026
- Jomaux, J. (2025), "Tasas de captura solar – actualización 2025", GEM Energy Analytics, <https://gemenergyanalytics.substack.com/p/solar-capture-rates-update-2025>
- Lazard (2025), *Costo nivelado de energía más (LCOE+) – Versión 18.0*, Lazard LLC, Nueva York.
- Masdar (2025), "Proyecto de energía limpia 'Las 24 horas del día, los 7 días de la semana'", Masdar, Abu Dhabi, <https://masdar.ae/en/renewables/our-projects/rtc>
- Mayo, F. (2025), *Un año récord para la energía solar británica*, Ember, https://ember-energy.org/app/uploads/2025/08/un_año_récord_para_el_análisis_solar_británico-1.pdf
- Pfenninger, S., y Staffell, I. (2016), "Renewables.ninja: Simulación de la producción horaria de energía eólica y solar a nivel mundial", www.renewables.ninja
- Puspitarini, HD y Suarez, I. (2025), *Impactos a nivel de sistema de la electricidad libre de carbono (CFE) 24/7: Resultados para Singapur*, TransitionZero, Londres, <https://blog.transitionzero.org/hubfs/Analysis/CFE%20Informes/TransiciónCero%20-%202024-7%20Informe%20CFE%20-%20Singapur.pdf>
- Radoia, P., et al. (2026), *La era de la energía solar autónoma en Europa está llegando a su fin*, BloombergNEF, Londres.
- Rangelova, K., et al. (2024), *La flexibilidad limpia es el cerebro que gestiona el sistema de energía limpia*, Ember, <https://ember-energy.org/app/uploads/2024/10/Clean-flexibility-is-the-brain-managing-the-clean-power-system.pdf>
- Rangelova, K., y Jones, D. (2025), *¿Qué tan barato es el almacenamiento de baterías?*, Ember, <https://ember-energy.org/app/uploads/2025/12/How-cheap-is-battery-storage.pdf>
- Administración de Información Energética de EE. UU. (2013), *Metodología del costo nivelado de la electricidad y del costo nivelado evitado de la electricidad Suplemento*, Administración de Información Energética de EE. UU., Washington, DC, www.eia.gov/renewable/work-shop/gencosts/pdf/methodology_supplement.pdf
- Zhou, Y., et al. (2025), *El costo nivelado para el almacenamiento de larga duración se acerca a la paridad: Alto ahora, mejorando rápidamente*, BloombergNEF, Londres.

ANEXIDADES

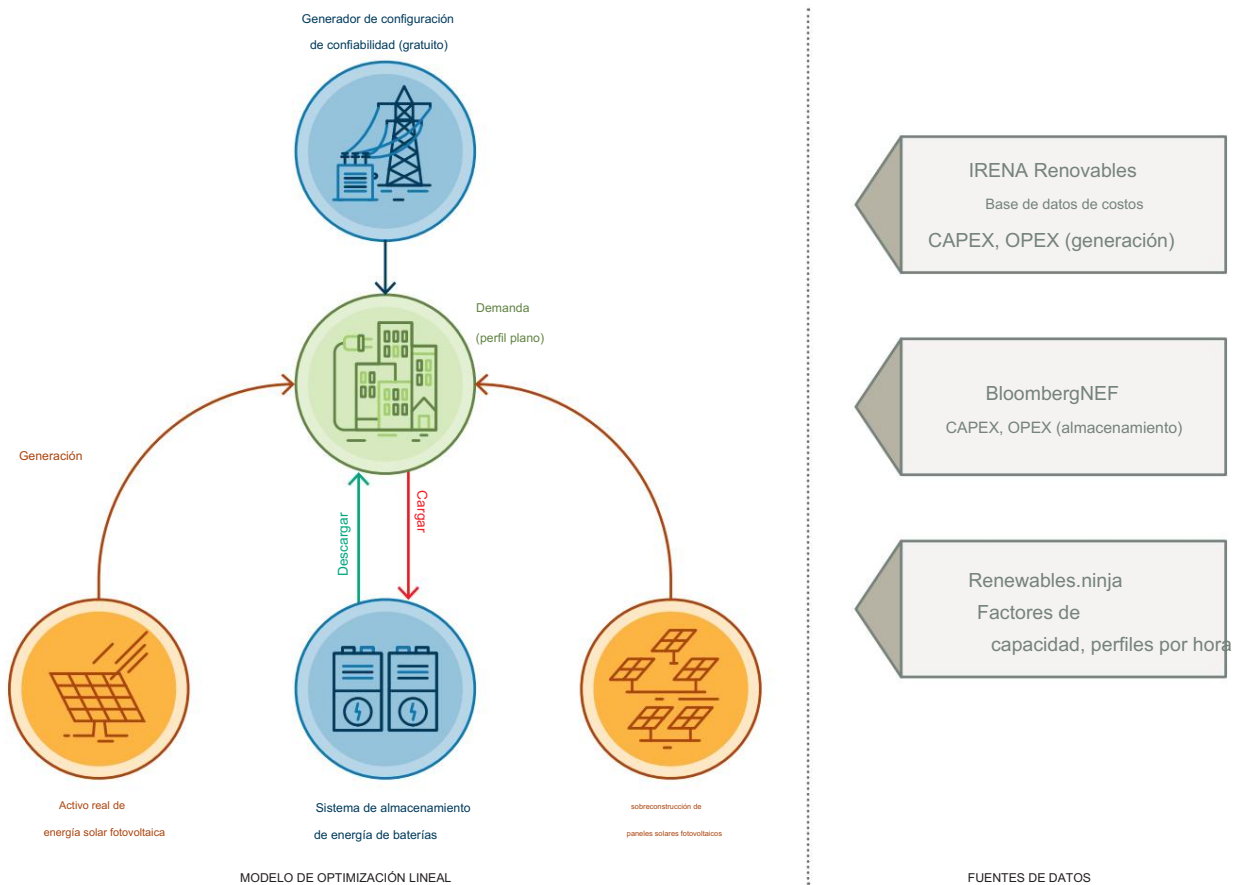
MARCO METODOLÓGICO PARA LA ESTIMACIÓN DEL LCOE DE LAS EMPRESAS

Este anexo describe la arquitectura de modelado, los flujos de datos y los principios de contabilidad de costos que sustentan el marco del costo nivelado de electricidad para empresas (F-LCOE) presentado en la sección 2.1. Documenta los componentes del modelo de optimización lineal, el tratamiento de los datos de recursos solares y eólicos, y los métodos de posprocesamiento utilizados para obtener estimaciones del LCOE para empresas y el costo nivelado de almacenamiento (LCOS).

A.1 Descripción general del marco de modelado

El marco de trabajo LCOE de la empresa se implementa utilizando el optimizador de sistemas energéticos integrados de código abierto (IESO) (Gréoux Research, 2024), basado en el marco de optimización lineal Google OR-Tools (Google, 2024). Para este estudio, IESO se configura como una herramienta de estabilización a nivel de proyecto, en lugar de como un modelo de sistema eléctrico. La figura 21 describe los componentes básicos y los flujos de datos del modelo de optimización de estabilización a nivel de proyecto.

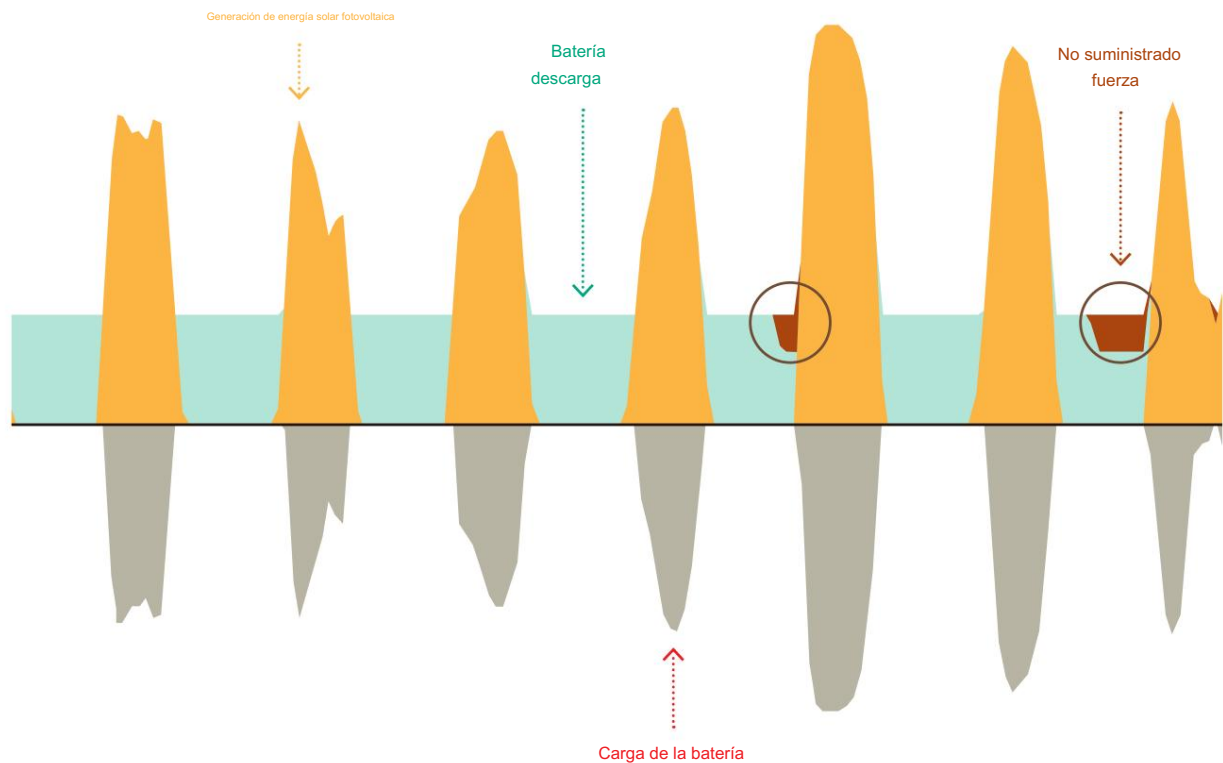
Figura 21. Componentes básicos y flujos de datos del modelo de optimización de la consolidación a nivel de proyecto.



Para cualquier proyecto determinado, caracterizado por su ubicación, tecnología (por ejemplo, energía solar fotovoltaica) y capacidad instalada, el modelo identifica la combinación de menor coste de infraestructura renovable adicional ubicada en el mismo lugar y capacidad de almacenamiento necesaria para proporcionar una producción de electricidad horaria constante durante un año completo, sujeta a un objetivo de fiabilidad específico. Las métricas de costos – LCOE y LCOS de la empresa – se calculan después de la optimización en función de la capacidad de los activos de respaldo determinada por el optimizador.

En este estudio, la confiabilidad se define a nivel de activos en términos simplificados y basados en energía como la relación entre la energía anual suministrada (por generación y almacenamiento renovables) y la demanda anual total (Figura 22). Esta definición difiere de los conceptos estándar de confiabilidad de los sistemas eléctricos, que generalmente se centran en la adecuación (la capacidad continua para satisfacer la demanda máxima) y la seguridad (la resiliencia ante perturbaciones repentinas), propiedades que están intrínsecamente determinadas por la red eléctrica y la combinación de generación en general, no por activos individuales de forma aislada.

Figura 22 Ejemplo ilustrativo de cálculos de despacho por hora



Nota: El objetivo de confiabilidad es la proporción de la demanda anual total que se requiere de la configuración modelada de energía renovable y almacenamiento. Las horas en las que la generación y el almacenamiento no alcanzan el perfil de demanda constante (indicado en rojo) representan energía no suministrada y determinan la diferencia entre el objetivo de confiabilidad elegido y el 100 %.

A.2 Lógica de demanda y generación

La demanda horaria de electricidad, que se supone constante durante las 8.760 horas del año, se calcula para conservar el volumen energético anual del proyecto de referencia original.

Por ejemplo, una planta solar fotovoltaica de 100 MW con un factor de capacidad del 20 % produce un volumen de energía anual de 175 200 MWh (20 % × 100 MW × 8 760 horas) y una demanda horaria constante de 20 MWh.

El perfil de producción constante sirve como indicador de las obligaciones de suministro continuo —como las que abastecen a centros de datos o clientes industriales— donde un suministro constante y fiable es el estándar comercial relevante. Debe interpretarse como una referencia conservadora y transparente para la viabilidad económica de la energía renovable, no como una afirmación sobre el funcionamiento real del sistema ni como el resultado de su optimización.

Esta carga constante se satisface mediante tres componentes de suministro:

1. Activo renovable existente: La capacidad solar fotovoltaica o eólica original (es decir, la energía autónoma) sistema de generación).
2. Activo de respaldo (sobrecapacidad): Un activo adicional de la misma tecnología, con un perfil de generación horaria y una estructura de costos idénticos. Su capacidad se determina endógenamente mediante el optimizador.
3. Generador de ajuste de confiabilidad: Una unidad despachable ficticia con costos fijos cero, utilizada como modelo. construir para garantizar el objetivo de fiabilidad deseado (por ejemplo, 95%).

A.3 Modelado de almacenamiento

El almacenamiento de energía se modela como un activo de flexibilidad.²⁰ El optimizador determina la capacidad de almacenamiento requerida (en MWh) teniendo en cuenta las características tecnoeconómicas clave del activo: costos fijos, eficiencia de ida y vuelta (supuesta en un 90 % para un sistema de almacenamiento de energía en baterías [BESS] de cuatro horas) y duración de la descarga. (cuatro horas).²¹

A.4 Entrada de datos y supuestos sobre recursos

Aportes exógenos, incluidas las características del proyecto procedentes de la base de datos de costes de energías renovables de IRENA. (IRENA, 2025), datos de costos de almacenamiento de baterías de BloombergNEF (BNEF, 2025b) y perfiles de generación por hora de Renewables.ninja (Pfenninger y Staffell, 2016) – se canalizan al modelo para poblar las variables de optimización endógenas, como se ilustra en la Figura 21.

²⁰ Este estudio se centra específicamente en los sistemas de almacenamiento de energía con baterías de iones de litio (BESS) con una duración de descarga de cuatro horas, lo que refleja la tecnología predominante en las implementaciones actuales a escala industrial. Otras tecnologías de almacenamiento, como la energía hidroeléctrica de bombeo, el almacenamiento electroquímico de larga duración, el almacenamiento térmico, los sistemas de aire comprimido y los procesos de conversión de energía eléctrica en hidrógeno, no se modelan en este estudio.

²¹ La duración de la descarga de la batería se fija en cuatro horas en todos los casos modelados. Esta suposición refleja la práctica actual del mercado para sistemas de iones de litio a gran escala y permite una comparación consistente entre proyectos y regiones.

Los perfiles de generación por hora se generan a través de la interfaz de programación de aplicaciones (API) de Renewables.

ninja, aplicando los supuestos resumidos en la Tabla 5 para reflejar proyectos modernos a gran escala. En este análisis, los perfiles de generación se derivan de los datos meteorológicos de 2019 del conjunto de datos MERRA-2. El uso de un solo año meteorológico proporciona una base consistente para comparar ubicaciones y tecnologías.²²

Tabla 5 Entradas de la API de Renewables.ninja

Energía solar fotovoltaica	viento terrestre
<ul style="list-style-type: none"> • Sistema fotovoltaico solar moderno genérico a escala industrial con un solo eje seguimiento (horizontal, alineado de norte a sur). • Los perfiles están normalizados a 1 kW y utilizan MERRA-2. Datos meteorológicos con pérdidas explícitas del sistema del 9%. 	<ul style="list-style-type: none"> • Energía eólica terrestre moderna a escala industrial que utiliza un turbina de baja potencia específica (Vestas V162-7,2 MW). • Los perfiles están normalizados a 1 kW y asumen un concentrador con una altura de 120 metros, lo que refleja los recientes despliegues a gran escala en el sector de los servicios públicos.

A.5 Cálculo y asignación de costos

El LCOE de la empresa se estima en:

- La suma de los gastos de capital anualizados y los costos fijos de operación y mantenimiento de todos los activos que contribuyen al suministro de la empresa. (generación de línea base, sobreconstrucción de firmeza y almacenamiento).
- Dividido por el total de electricidad suministrada anualmente.

Este cálculo tiene plenamente en cuenta las pérdidas de energía dentro del sistema de almacenamiento de energía en baterías (BESS).

La diferencia entre el LCOE firme resultante y el LCOE del proyecto renovable independiente se denomina prima de firmeza. Este término se basa en una analogía consolidada en finanzas —el precio pagado por una garantía— e indica claramente un coste adicional respecto a un valor de referencia. Además, se relaciona de forma natural con los conceptos de LCOE firme y electricidad firme utilizados a lo largo de este estudio.

Para derivar el costo nivelado de almacenamiento (LCOS), la prima de firmeza total se asigna a los componentes de firmeza individuales (sobreconstrucción renovable y almacenamiento en baterías) en proporción a su participación en la firmeza.

Costes fijos anualizados de la infraestructura.

A diferencia de los cálculos LCOS convencionales, que suelen requerir una suposición exógena sobre el precio de compra de la electricidad de carga, el enfoque aplicado aquí captura endógenamente los costos de carga dentro de la optimización del sistema. Este enfoque garantiza la coherencia interna entre las métricas LCOS y Firm LCOE y evita las distorsiones derivadas de precios asumidos externamente. En consecuencia, las cifras LCOS presentadas en este estudio deben interpretarse únicamente como el costo de almacenamiento dentro de un sistema de respaldo renovable ubicado en el mismo lugar, y no como el costo de operar una batería de forma aislada.

²² El objetivo del análisis es examinar la economía y las tendencias de costos de la energía renovable firme, en lugar de modelar las peores condiciones meteorológicas posibles, como eventos prolongados de Dunkelflaute, que normalmente se evalúan utilizando conjuntos de datos meteorológicos de varios años en estudios detallados de confiabilidad del sistema.

B. SUPUESTOS SOBRE GASTOS DE CAPITAL

BloombergNEF sugiere que el CAPEX llave en mano de un sistema solar y BESS ubicados conjuntamente se puede estimar aplicando el CAPEX llave en mano independiente al componente solar, mientras que se supone que el CAPEX del BESS ubicado conjuntamente es de alrededor del 70 % del independiente para reflejar los beneficios de la ubicación conjunta²³ (BNEF, 2025c).

De acuerdo con este enfoque, el CAPEX del sistema ubicado en el mismo lugar se calcula de la siguiente manera:

$$\text{CAPEX}_{\text{ubicados conjuntamente}} = \text{CAPEX}_{\text{Solar, autónomo, llave en mano}} + 0,7 \times \text{CAPEX}_{\text{BESS, autónomo, llave en mano}}$$

dónde:

- CAPEX_{Solar, autónomo, llave en mano} es el CAPEX solar llave en mano completo e independiente, lo cual normalmente no se ve afectado por la ubicación conjunta.
- CAPEX_{BESS, autónomo, llave en mano} es la solución BESS CAPEX independiente llave en mano.
- El factor 0,7 refleja ingeniería, adquisiciones y construcción evitadas, Costes de permisos y conexión a la red debido a la ubicación conjunta.²⁴

Este esquema de cálculo se aplica de forma consistente en proyectos solares y eólicos, asumiendo una configuración de ubicación acoplada en CA en la que el activo renovable y el sistema de almacenamiento de energía en baterías (BESS) comparten la conexión a la red y la infraestructura de apoyo a la planta, pero conservan inversores separados.

B.1 Costes de la energía solar fotovoltaica y la energía eólica terrestre

La principal fuente de datos históricos sobre costes de las tecnologías renovables variables es la base de datos de energías renovables de IRENA.

Base de datos de costos de generación, que incluye información específica por país y región sobre el total instalado costos.

Las trayectorias de costos para el período 2025-2035 se elaboran mediante un enfoque de dos etapas. Primero, se aplica un modelo de curva de aprendizaje a datos históricos para obtener proyecciones de costos a corto plazo (IRENA, 2025). Segundo, estas proyecciones se ajustan utilizando supuestos estructurales explícitos para reflejar los factores de costo regionales persistentes, incluidos los costos laborales, los regímenes de permisos, la complejidad de la conexión a la red y los requisitos de localización.

Los costes históricos y proyectados se presentan en la Tabla 6 (para energía solar fotovoltaica) y en la Tabla 7 (para energía eólica terrestre).

²³ BloombergNEF sugiere que en proyectos ubicados conjuntamente, el componente BESS puede utilizar la conexión a la red existente de la planta solar y equipo de construcción, lo que significa que los trabajos eléctricos relacionados con la red, los gastos generales y otros elementos EPC ya están incluidos en el balance de la planta solar en lugar de duplicarse para el almacenamiento (BNEF, 2025c).

²⁴ Esta suposición se aplica a los sistemas de cuatro horas fuera de China. En China, esta cifra es bastante conservadora, como indica BloombergNEF, que los sistemas de baterías de cuatro horas ubicados en el mismo lugar suelen costar cerca del 65 % del CAPEX de almacenamiento independiente (BNEF, 2025c).

ENERGÍAS RENOVABLES 24/7: LA ECONOMÍA DE LA ENERGÍA SOLAR Y EÓLICA FIRMES

Tabla 6 Curvas de costos totales de instalación de sistemas fotovoltaicos solares supuestos

Año	Porcelana	Europa	Global	Estados Unidos
2020	784	1 048	1 069	1 349
2025	530	683	658	978
2030	338	424	412	657
2035	305	379	359	489

Tabla 7 Curvas de costes totales de instalación de la energía eólica terrestre supuestas

Año	Porcelana	Europa	Global	Estados Unidos
2020	1 524	1864	1 626	1 675
2025	844	1 616	1 034	1 552
2030	730	1 361	872	1 334
2035	701	1 177	806	1 168

Todos los costos se expresan en USD reales (2025) y representan costos llave en mano, de construcción y puesta en marcha de un día para otro, reportados por kW de capacidad instalada. Los límites del sistema para energía solar fotovoltaica y energía eólica terrestre son resumido en la Tabla 8.

Tabla 8. Límites del sistema para energía solar fotovoltaica y energía eólica terrestre.

Energía solar fotovoltaica	viento terrestre
<ul style="list-style-type: none"> El alcance del sistema fotovoltaico solar incluye módulos fotovoltaicos e inversores, estructuras de montaje (de inclinación fija o con seguimiento, según las prácticas predominantes del mercado), hardware del resto del sistema, trabajos eléctricos, conexión a la red, instalación, desarrollo del proyecto, obtención de permisos, puesta en marcha y márgenes de EPC y del desarrollador. 	<ul style="list-style-type: none"> El perímetro del sistema eólico terrestre incluye las turbinas (góndola, rotor, palas y torre), los cimientos y las obras civiles, la infraestructura eléctrica y las subestaciones, el transporte, la instalación, la puesta en marcha, el desarrollo del proyecto, los permisos y el cumplimiento medioambiental, así como los márgenes de EPC y del promotor.

En la Tabla 9 se presentan los supuestos clave utilizados para desarrollar las trayectorias de costos regionales.

Tabla 9. Supuestos clave que sustentan las trayectorias de costos para las tecnologías renovables variables.

Energía solar fotovoltaica	viento terrestre
<ul style="list-style-type: none"> China es considerada como el punto de referencia mundial en cuanto a costes debido a su abundante capacidad de fabricación y a sus costes estructurales bajos en el resto del sistema. Los mercados globales convergen asintóticamente hacia los niveles de costos chinos, lo que refleja el acceso a hardware de bajo costo combinado con costos no relacionados con el hardware relativamente bajos, sin dejar de estar por encima de China. <p>Europa converge gradualmente, pero se mantiene estructuralmente por encima de China, lo que refleja la transmisión total de la caída de los precios mundiales de los módulos y la competitividad de los mercados EPC, compensada por mayores costes laborales, de permisos y de conexión a la red.</p> <ul style="list-style-type: none"> Estados Unidos sigue siendo el país con el costo más alto. región, con convergencia parcial limitada por requisitos de contenido nacional, mayores costos de mano de obra y construcción, y permisos más complejos y procesos de interconexión. 	<ul style="list-style-type: none"> China es tratada como el nivel de costo mínimo global, lo que refleja Precios muy bajos de las turbinas, fuerte competencia nacional y proyectos a gran escala altamente estandarizados. Los mercados globales convergen asintóticamente hacia niveles de costos chinos, beneficiándose del acceso a turbinas de bajo costo y costos locales favorables condiciones, mientras se mantiene por encima de China debido a a los componentes de costos residuales que no son de hardware. <p>Europa se considera la región de mayor coste, debido a los elevados costes laborales, las limitadas oportunidades de ubicación, los persistentes cuellos de botella en la conexión a la red eléctrica y los largos procesos de obtención de permisos.</p> <ul style="list-style-type: none"> Los niveles de costes en Estados Unidos —inferiores a los de Europa, pero superiores a los de China y a la media mundial— reflejan las exigencias de la fabricación nacional, los costes laborales, la logística y la complejidad de los permisos.

B.2 Costos de la batería

Los costos de la batería se refieren al gasto de CAPEX nocturno asociado con un sistema de almacenamiento de energía de iones de litio a escala industrial de cuatro horas, entregado como un proyecto llave en mano. La configuración de cuatro horas se aplica de manera consistente en todas las regiones para garantizar la comparabilidad. Las cifras de costos, recopiladas en la Tabla 10, se expresan en USD reales (2025) por kWh. de capacidad instalada de almacenamiento de energía. Asumen la química del fosfato de hierro y litio (LFP), lo que refleja las tendencias predominantes de implementación a escala de servicios públicos.

Tabla 10 Curvas de costos totales de instalación supuestos para sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS)

Año	Porcelana	Europa	Global	Estados Unidos
2020	300*	300*	300*	300*
2025	62	172	171	192
2030	48	125	132	132
2035	41	101	114	108

Notas: (*) Los valores marcados con un asterisco son supuestos de IRENA para 2020. Todos los demás valores provienen de BloombergNEF para 2025. Encuesta de costos de sistemas de almacenamiento de energía (BNEF, 2025b). La categoría "Global" de BloombergNEF se divide en "Global – alto" y "Global – bajo", lo que refleja las diferencias en los aranceles de importación, los costos de transporte y logística, los costos de mano de obra de construcción local, y los requisitos de balance del sistema y EPC. La columna "Global" en esta tabla es el promedio de "Global – alto" y "Global – bajo".

El alcance del BESS incluye bastidores de baterías, componentes auxiliares del sistema, sistema de gestión de energía (EMS), sistema de conversión de energía (PCS), transformador y gastos asociados de instalación y puesta en marcha.²⁵

Las cifras de costos en la Tabla 10 son estimaciones de IRENA derivadas del análisis de datos de mercado, incluido el Estudio de Costos de Sistemas de Almacenamiento de Energía de BloombergNEF de 2025 (BNEF, 2025b). Los datos de mercado subyacentes confirman que los costos de almacenamiento de energía de cuatro horas han disminuido rápidamente en los últimos años, impulsados por la caída de los precios de las baterías de iones de litio y la abundante oferta de China, que sigue siendo el mercado de menor costo debido a las economías de escala, la integración vertical y la rápida adopción de diseños de celdas y contenedores de mayor densidad energética.

Los costes en Europa y Estados Unidos siguen siendo considerablemente más elevados, debido a los requisitos de localización, la exposición a los aranceles y el aumento de los costes de los componentes auxiliares y de ingeniería, adquisición y construcción (EPC). De cara al futuro, BloombergNEF prevé una mayor disminución de los costes hasta 2035, gracias a formatos de celdas más grandes, contenedores con mayor densidad energética y una mejor integración del sistema, con China como referente mundial en cuanto a costes.

B.3 Cobertura regional

Se definen curvas de coste total de instalación para cuatro regiones:

- Porcelana
- Europa
- Estados Unidos
- Global (resto del mundo): se aplica a todos los países fuera de Estados Unidos, Europa y China.

Para los países que no están representados explícitamente por una curva de costos regional específica, se utiliza la trayectoria global como indicador predeterminado, que refleja el acceso a equipos comercializados internacionalmente combinado con los costos de construcción y de equilibrio del sistema específicos de cada país.

C. SUPUESTOS SOBRE LOS GASTOS OPERATIVOS

Para mantener la simplicidad y, al mismo tiempo, reflejar las diferencias de costos específicas de cada tecnología, los costos anuales de operación y mantenimiento se asumen como un porcentaje fijo de los costos totales instalados (TIC). Los sistemas solares fotovoltaicos se asumen en un 2 % de los TIC por año, lo que refleja costos de O&M relativamente bajos y predecibles, mientras que los sistemas eólicos se asumen en un 3 % de los TIC por año, debido a la presencia de componentes mecánicos y una mayor exposición al mantenimiento correctivo. Para las baterías, los costos de O&M se establecen sistemáticamente en un 2,5 % de CAPEX por año.

²⁵ De acuerdo con la definición de BloombergNEF, los costos totales instalados llave en mano incluyen el margen del integrador de sistemas, pero excluyen costos más amplios a nivel de proyecto, como ingeniería, adquisición y construcción (EPC), infraestructura de conexión a la red, gastos generales del desarrollador y márgenes del desarrollador.

D. CRONOGRAMA DEL PROYECTO Y SUPUESTOS DE FINANCIACIÓN

Este anexo resume los supuestos relativos a la planificación del proyecto, el coste del capital y el valor temporal del dinero utilizados en el análisis de proyectos ubicados en el mismo lugar.

D.1 Cronograma del proyecto

Se supone que los proyectos solares con almacenamiento y eólicos con almacenamiento ubicados en el mismo lugar tienen un período de construcción de un año, en consonancia con los plazos de entrega típicos de los proyectos a escala de servicios públicos.²⁶ Los sistemas de baterías se instalan en paralelo y no extienden la ruta crítica.

Se estima que la vida útil económica de estos sistemas es de 20 años (Rangelova y Jones, 2025), lo que refleja la vida útil de diseño de los sistemas modernos de baterías de fosfato de hierro y litio, que representan el factor limitante en las configuraciones de generación de energía. No se contempla explícitamente la repotenciación, el reemplazo de baterías ni el valor residual.

D.2 Coste de capital (WACC)

El coste de capital para los proyectos de energías renovables depende en gran medida del proyecto y del contexto, lo que refleja el riesgo percibido de los flujos de ingresos futuros y el entorno macroeconómico más amplio en el que se realizan las inversiones.

En comparación con las instalaciones solares o eólicas independientes, los activos ubicados en centros de datos ofrecen mayor flexibilidad, permitiendo la gestión de la demanda, la reducción de picos de consumo y la disminución de las restricciones de generación, lo que mejora los precios de captura y estabiliza los ingresos. Esta mayor certeza en los ingresos puede contribuir a reducir los costos de financiación cuando los ingresos por almacenamiento están integrados en estructuras contractuales o basadas en subastas, si bien el costo del capital sigue dependiendo en gran medida del proyecto y del contexto.

En este estudio, el costo promedio ponderado de capital (WACC) se considera un supuesto de escenario en lugar de una previsión y se mantiene constante en términos reales durante el período 2021-2035, reflejando así las condiciones de financiación a largo plazo en lugar de las fluctuaciones macroeconómicas a corto plazo. Se aplica una clasificación general de países miembros de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE) frente a países no miembros de la OCDE, con un WACC real del 5,0 % para los países de la OCDE y del 7,5 % para los países no miembros de la OCDE. Para China, el WACC real aplicado es del 5,0 %.

Por lo tanto, estos valores deben interpretarse como supuestos de financiación simplificados que se utilizan para permitir la comparabilidad entre países, en lugar de como representaciones de las condiciones de financiación predominantes o proyecciones de los costes de financiación futuros.

D.3 Valor temporal del dinero

Los gastos de capital se incurren durante la construcción y se anualizan a lo largo de la vida útil económica estimada, utilizando el WACC real aplicable. Los gastos operativos se tratan como costos anuales. Todos los valores se expresan en términos reales.

²⁶ Tenga en cuenta que en varios mercados, incluidos los Estados Unidos y partes de Europa, los plazos totales de desarrollo del proyecto pueden ser mucho más largos, más prolongado debido a los procedimientos de permisos, las colas de interconexión y las limitaciones de la cadena de suministro.

