



Cátedra Isdefe
en energía

Universidad Zaragoza



Isdefe

Observatorio de Energía

Informe de Prospectiva 2024



RED HORIZONTES ISDEFE

Madrid, 4 de diciembre de 2024

TABLA DE CONTENIDOS

1. INTRODUCCIÓN	1
1.1. Objetivo del informe.....	1
1.2. Contexto	1
2. TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA	1
3. TECNOLOGÍA EÓLICA EN TIERRA	4
4. TECNOLOGÍA EÓLICA MARINA	4
5. HIDRÓGENO	5
6. ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA	6
7. CAPTURA DE CARBONO	10
8. CENTRALES NUCLEARES	11
9. BIOMETANO	12
10. REDES ELECTRICAS	12
11. INTELIGENCIA ARTIFICIAL EN EL SECTOR DE LA ENERGIA	13
12. MERCADOS ENERGETICOS	14
13. CONCLUSIONES, EXPECTATIVAS Y RETOS DE FUTURO	15
14. ANEXOS	17
14.1. Referencias.....	17
14.2. Acrónimos.....	18

FIGURAS

Figura 1. Eficiencia de células solares fotovoltaicas (actualizado 11-10-2024). Fuente: NREL, https://www.nrel.gov/pv/cell-efficiency.html	2
Figura 2. Eficiencia de paneles solares fotovoltaicos en 2024. Fuente: Clean Energy Reviews, https://www.cleanenergyreviews.info/blog/most-efficient-solar-panels	3
Figura 3. Precios de módulos solares fotovoltaicos en 2024. Fuente: OPIS APAC.....	3
Figura 4. Nueva capacidad de eólica terrestre por país o región, 2022-2024. Fuente: IEA, Renewable Energy Market Update June 2023, https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/net-onshore-wind-electricity-capacity-additions-by-country-or-region-2022-2024	4
Figura 5. Estado del arte de las tecnologías de electrólisis. Fuente: Hydrogen Tech World, Vol. 9, Abril 2023.....	6
Figura 6. Coste de tecnologías de baterías eléctricas. Fuente: MIT Study on the Future of Energy Storage, 2022.....	7
Figura 7. Coste de tecnologías de baterías eléctricas. Fuente: Bloomberg, 2024.....	9
Figura 8. Evolución del mercado de baterías para almacenamiento estacionario de energía eléctrica.	9
Figura 9. Recortes en la producción de energías renovables no despachables (eólica y solar) en 2023. Fuente: IEA Renewables 2024 - Analysis and forecast to 2030.....	13
Figura 10. Evolución del precio del gas natural en el mercado TTF entre 2021 y 2023. Fuente: S&P Global Commodity Insights.....	14
Figura 11. Evolución de los costes de generación eléctrica renovable entre 2010 y 2023. Fuente: IRENA (2024), Renewable power generation costs in 2023, International Renewable Energy Agency.	15
Figura 12. Objetivos del sector energético en España para 2030. Fuente: MITECO (2023), Plan Nacional de Energía y Clima de España 2023-2030.....	16

1. INTRODUCCIÓN

1.1. OBJETIVO DEL INFORME

El objetivo del presente informe de prospectiva es analizar las tendencias actuales de distintas tecnologías energéticas y presentar posibles futuros escenarios de desarrollo.

El informe aborda ámbitos tecnológicos de gran interés para todos los sectores económicos y sociales, por cuanto la energía es una commodity transversal.

Este informe de prospectiva forma parte de los trabajos realizados por la Cátedra ISDEFE en Energía de la Red Horizontes Isdefe en 2024.

1.2. CONTEXTO

La energía es imprescindible para el mantenimiento de la forma de vida actual de la sociedad, y aunque su disponibilidad a un coste asequible ha sido el motor de las grandes transformaciones económicas de la época moderna, en las últimas décadas la urgencia de la mitigación del cambio climático está impulsando una transición hacia un sector energético más sostenible. Esto afecta no solo a la producción de energía con fuentes renovables, sino también a la mejora de la eficiencia energética de la demanda y a la electrificación del transporte y otros sectores económicos.

Las conclusiones de la cumbre COP28, celebrada en Dubai en 2023, no dejan lugar a dudas sobre la hoja de ruta acordada por los 198 países firmantes para intentar limitar las emisiones de gases de efecto invernadero. Entre ellas, destacan:

- Triplicar la capacidad global de energías renovables y duplicar la tasa media anual mundial de mejora de la eficiencia energética para 2030.
- Abandono de los combustibles fósiles en sistemas energéticos, acelerando la acción en la década actual para lograr cero emisiones netas en 2050, y especialmente acelerando la disminución progresiva del uso de energía basada en carbón.
- Acelerar el desarrollo de tecnologías de emisiones cero y bajas, como energías renovables, energía nuclear, y tecnologías de captura y almacenamiento de carbono, especialmente en sectores difíciles de reducir.
- Acelerar la reducción de emisiones en el transporte por carretera mediante el desarrollo de infraestructuras y la rápida adopción de vehículos con cero o bajas emisiones.

Estos ambiciosos objetivos se ven acompañados de notables retos científicos, tecnológicos, económicos y sociales, lo que justifica el interés de realizar una prospectiva del estado de las tecnologías y los mercados energéticos internacionales.

2. TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA

En 2024, el fabricante Longi anunció un nuevo récord de eficiencia de células solares, en condiciones de laboratorio, mediante tándem de silicio cristalino-perovskita (34,6%). La eficiencia de células de esta tecnología es la que más rápidamente está mejorando en los últimos años. Este récord fue confirmado por el laboratorio europeo JRC-ESTI ubicado en Ispra, Italia, y recogido en la base de datos de NREL, como

se muestra en la Figura 1. Los dispositivos incluidos en esta figura muestran el estado actual de las eficiencias de células solares fotovoltaicas confirmadas por laboratorios independientes (NREL, AIST, JRC-ESTI, Fraunhofer-ISE y otros).

Los resultados se clasifican según las siguientes familias de semiconductores:

- Células multiunión
- Células de arseniuro de galio de unión simple
- Células de silicio cristalino
- Tecnologías de película delgada
- Fotovoltaica emergente

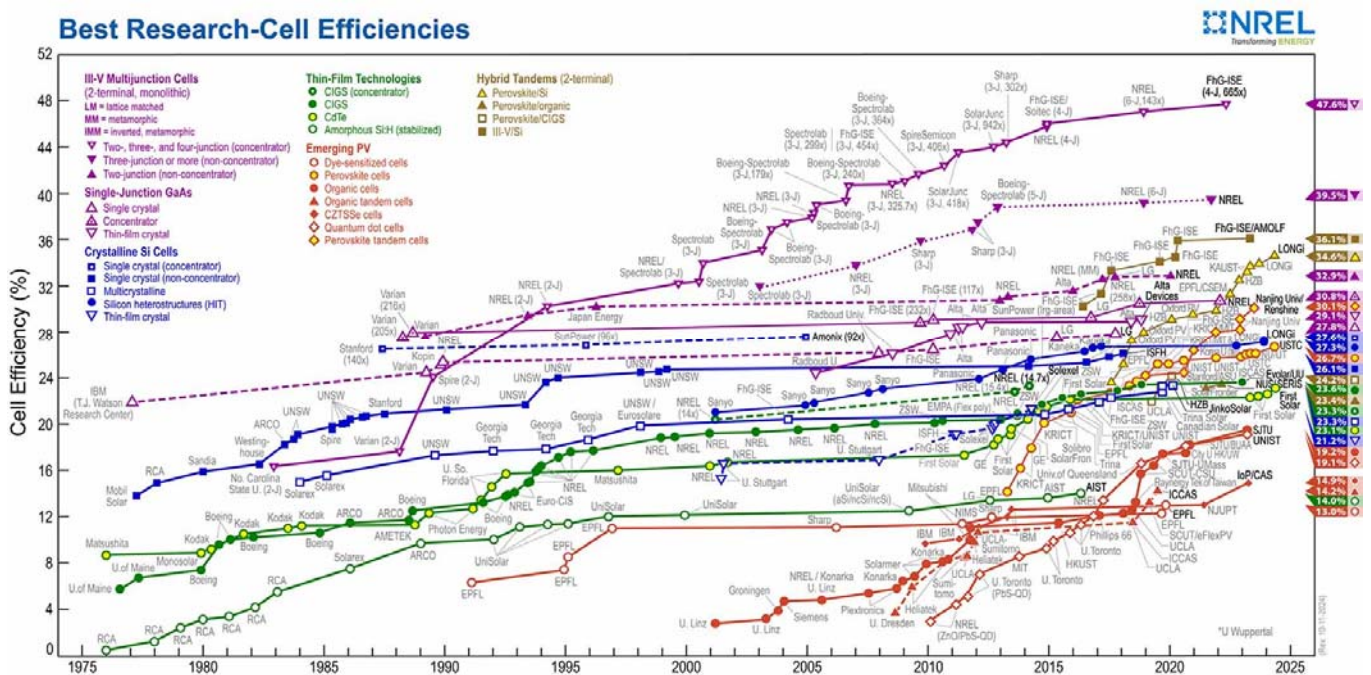


Figura 1. Eficiencia de células solares fotovoltaicas (actualizado 11-10-2024). Fuente: NREL, <https://www.nrel.gov/pv/cell-efficiency.html>

Comercialmente, la mejor eficiencia de módulos solares fotovoltaicos alcanza el valor de 24,3%, como se indica en la Figura 2, para paneles de aplicación residencial de longitud no superior a 2 metros. Sin embargo, algunos fabricantes ofrecen eficiencias ligeramente superiores en paneles de longitud superior a 2 metros, como por ejemplo el módulo de Longi Hi-MO9 (24,43%).

#	Make	Model	Power	Efficiency
1	Aiko Solar	Neostar 3N54	485 W	24.3 %
2	Maxeon	Maxeon 7	445 W	24.1 %
3	Aiko Solar	Neostar 2P	475 W	23.8 %
4	Recom Tech	Black Tiger Series	460 W	23.6 %
5	AEG	BC Premium	460 W	23.6 %
6	Longi Solar	Hi-Mo 6 Scientist	455W	23.3 %
7	Huasun Solar	Himalaya G12	450 W	23.0 %
8	Canadian Solar	TOPHiKu6	470 W	23.0 %
9	Jinko Solar	Tiger NEO	460 W	23.0 %
10	Winaico	WST-NGX-D3	450 W	23.0 %

* **Last update: September 2024.** Residential size panels - 54 to 66 cells (108-HC, 120-HC or 132-HC) and 96/104 cell formats. Does not include commercial panels greater than 2.0m in length.

Figura 2. Eficiencia de paneles solares fotovoltaicos en 2024. Fuente: Clean Energy Reviews, <https://www.cleanenergyreviews.info/blog/most-efficient-solar-panels>

Por otro lado, los precios de los módulos fotovoltaicos continúan bajando en 2024. Como se muestra en la Figura 3, los precios de los módulos se sitúan ya por debajo de 0,10 \$/Wp. Esto se debe tanto a una reducción del coste de las materias primas y los costes de producción como a un exceso de oferta en el mercado.

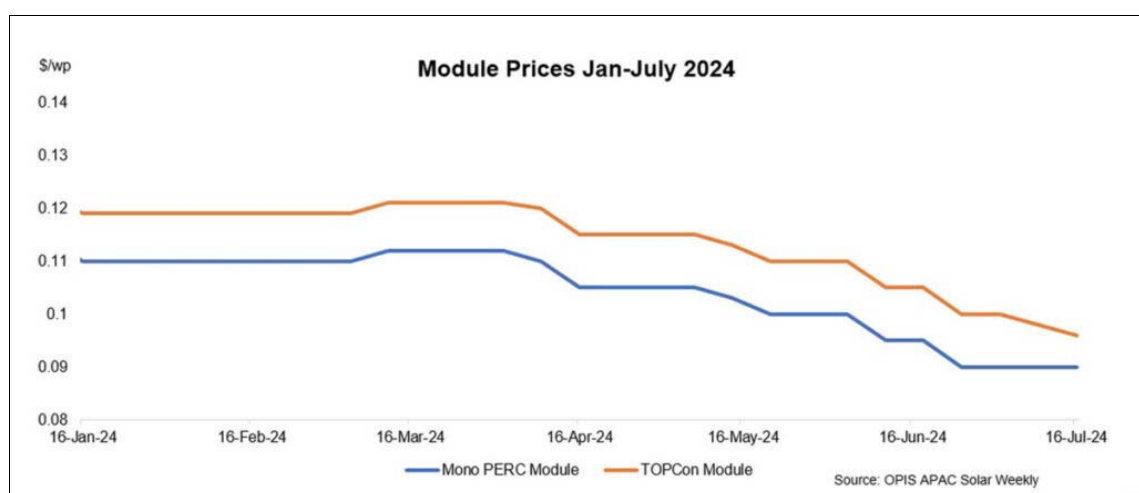


Figura 3. Precios de módulos solares fotovoltaicos en 2024. Fuente: OPIS APAC

3. TECNOLOGÍA EÓLICA EN TIERRA

En los últimos años el ritmo de despliegue de nuevos parques eólicos se había ralentizado, debido en parte a los problemas en las cadenas de suministro, la inflación de costes de equipos y componentes, tipos de interés más altos y otros. En el caso de China, el Covid-19 afectó en forma de retrasos en la ejecución de proyectos hasta 2022. Sin embargo, en 2023 se recuperó el ritmo de instalación hasta alcanzar un valor récord.

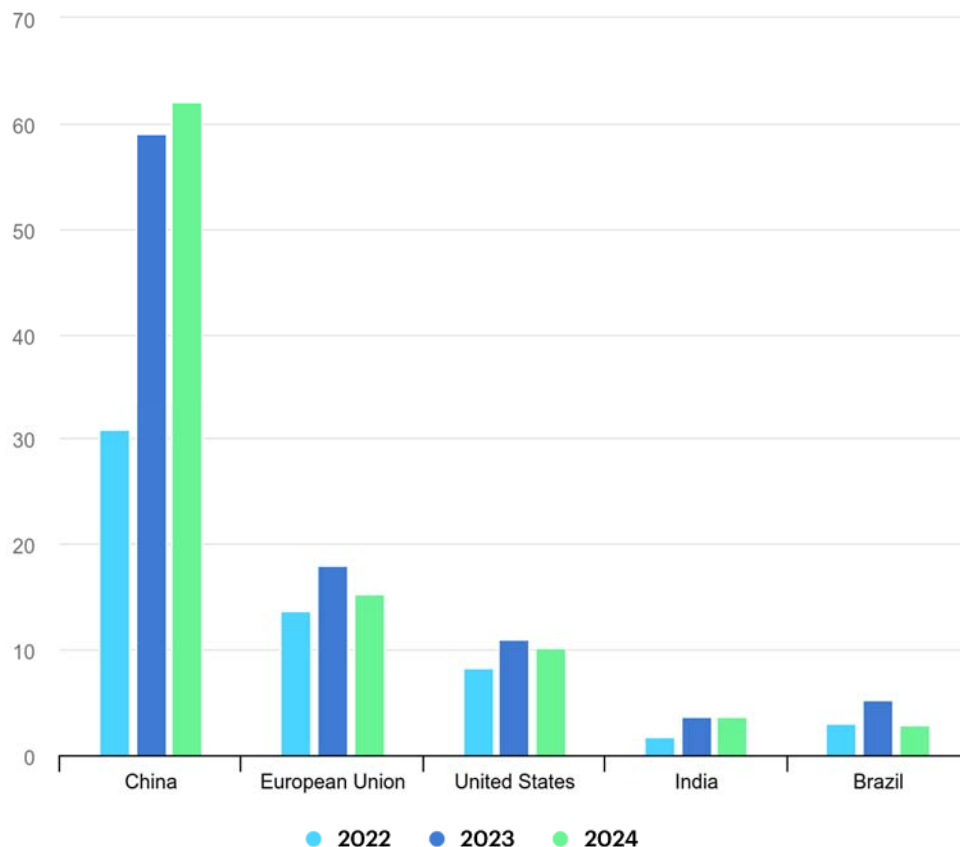


Figura 4. Nueva capacidad de eólica terrestre por país o región, 2022-2024. Fuente: IEA, Renewable Energy Market Update June 2023, <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/net-onshore-wind-electricity-capacity-additions-by-country-or-region-2022-2024>

Los fabricantes ofrecen ya actualmente turbinas de más 7 MW (por ejemplo, Vestas V172-7.2), si bien las máquinas más habituales en los proyectos en desarrollo corresponden a turbinas entre 5 y 6 MW.

4. TECNOLOGÍA EÓLICA MARINA

La turbina marina Haliade-X de General Electric es la más potente en operación comercial, y cuenta con una capacidad de 14 MW, 260 metros de altura y palas de 107 metros de longitud. Vestas, por su parte, está proponiendo la comercialización de la turbina V236-15.0 MW, aunque hasta ahora sus turbinas más potentes instaladas son de 10 MW.

Sin embargo, existen prototipos de turbinas offshore más potentes, por ejemplo, el fabricante chino Goldwind dispone de un modelo de 16 MW (GWH252-16MW) con longitud de palas de 123 metros, instalado en junio de 2023, que batió el 1 de septiembre de 2023 el récord mundial de producción de electricidad en 24 horas, con 384,1 MWh, cuando un tifón azotó el sureste de China.

Otro fabricante chino, Mingyang, instaló en 2023 su turbina eólica MySE 18.X-20MW en su base de fabricación de Shanwei en China. Como la turbina eólica marina más grande del mundo en capacidad y diámetro de rotor, la unidad presenta potencias nominales desde 18 a 20 MW. En octubre de 2023, Mingyang presentó también un nuevo modelo de turbina eólica marina con una capacidad nominal de 22 MW cuyo desarrollo comenzará entre 2024 y 2025.

En el caso de los parques eólicos marinos, existe una preocupación por el cuello de botella provocado por la escasez de barcos de montaje especializados. Actualmente se cuenta con alrededor de diez barcos para construir parques eólicos marinos, sin contar China, cada uno con capacidad para instalar aproximadamente entre 0,5 y 0,7 GW por año. Se están construyendo nuevos barcos, y se espera que la flota aumente al menos a 25 buques para 2026. Estos nuevos barcos permitirán alcanzar un ritmo de montaje de 1,3 GW por barco y año para 2030, haciendo más eficiente el proceso de construcción. Como resultado, la capacidad de instalación se quintuplicará para finales de la década hasta superar los 30 GW por año (IEA, Energy Technology Perspectives 2023).

En España la eólica marina apenas se ha desarrollado, por la elevada profundidad de las aguas territoriales para proyectos con cimentación fija, inviable a partir de 50 metros de profundidad. Sin embargo, la eólica marina flotante se está convirtiendo en una alternativa renovable de elevado potencial que se adapta muy bien a las características de la plataforma continental española, y existen ya 7 proyectos de este tipo. También es el país europeo con más instalaciones de I+D para eólica flotante y las otras energías del mar, como la Plataforma Oceánica de Canarias (PLOCAN) y la Plataforma de Energía Marina de Vizcaya (BiMEP) o la Zona experimental de aprovechamiento de energías marinas de Punta Langosteira (La Coruña), el segundo banco de pruebas del mundo para la energía de las olas.

Al respecto de la evolución tecnológica, el fabricante chino Mingyang ha desarrollado la plataforma de energía eólica flotante de capacidad única más grande del mundo, OceanX, con dos turbinas eólicas de 8,3 MW capaces de producir entre ambas 54 GWh anuales de energía eléctrica. La base flotante es el componente clave para las turbinas eólicas flotantes. A diferencia de las bases flotantes de acero tradicionales, la base flotante de OceanX consta de tres flotadores, brazos de hormigón y conectores.

5. HIDRÓGENO

En la actualidad existen cuatro tecnologías de electrólisis en el mercado, en diferentes estados de madurez técnica y comercial: AWE, PEM, SOEC y AEM. En los próximos años se espera un significativo desarrollo de estas tecnologías, dado el impulso que está recibiendo el hidrógeno verde como vector energético. En la Figura 5 se resumen sus principales características.

Los electrolizadores actualmente más empleados son los alcalinos (AWE), que presentan un menor coste de inversión y mayor durabilidad probada, aunque los electrolizadores de membrana de intercambio de protones (PEM) presentan un menor tiempo de respuesta ante fluctuaciones del suministro eléctrico y pueden ser más adecuados para su integración con energías renovables.

Por su parte, los SOEC son muy eficientes energéticamente y podrían resultar ideales para proyectos en la industria del acero y de fertilizantes, pero con tamaños más limitados, inferiores por ahora a 50 - 100 MW.

En cualquier caso, no se espera que el precio del hidrógeno producido con electricidad de origen renovable mediante electrólisis (hidrógeno verde) pueda competir antes de 2030 con el producido mediante reformado de gas natural (hidrógeno gris), ya que el primero difícilmente puede obtenerse en la actualidad por menos de 4 euros/kg, mientras que el segundo se produce a 1 - 2 euros/kg. De hecho, según el análisis de la Comisión Europea al respecto del precio medio que los compradores parecen estar dispuestos a pagar en 2024 por hidrógeno verde, se estima en 5,7 EUR/kg para el sector industrial y 8,3 EUR/kg para el sector transporte.

Así, el hidrógeno es inviable por el momento para sustituir al gas natural en aplicaciones térmicas, y los primeros proyectos que se han desarrollado se han enfocado principalmente en la producción de hidrógeno como materia prima para industria de fertilizantes y otras industrias químicas.

Table 1. State-of-the-art characteristics of different electrolysis technologies and LCOH values based on the CAPEX and OPEX values specified. A system is defined as equipment including stacks, power electronics and balance of the system components (gas separators, electrolyte tanks, etc.), and excluding balance of plant.

2023					
Parameter	Units	AWE	PEM	SOEC	AEM
Critical raw materials	Chemical elements	Ni, Ru, Ir	Pt, Ti, Ir	Co, Ni	Ni
Stack size	MW kg/h	5 100	1 17	0.04 1	0.0025 0.043
Maximum system size	GW	1	1	0.05	N/A
Average system efficiency	kWh/kg	54	60	40	N/A
Average degradation	h	80,000	60,000	20,000	5,000
Average system CAPEX	€/kW €1,000 per kg/h	500 25	750 44	800 32	N/A
LCOH with electricity price €60/MWh	€/kg	4.6	5.4	4.3	N/A
LCOH with electricity price €40/MWh	€/kg	3.2	3.9	3.19	N/A

Figura 5. Estado del arte de las tecnologías de electrólisis. Fuente: Hydrogen Tech World, Vol. 9, Abril 2023

6. ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

El almacenamiento de energía va a desempeñar un papel crucial para descarbonizar la economía, integrar la producción masiva de energías renovables, y aumentar la eficiencia y seguridad del suministro eléctrico proporcionando flexibilidad, estabilidad y fiabilidad a los sistemas eléctricos. El almacenamiento de energía eléctrica puede ayudar también a reducir los precios en el mercado eléctrico y, asimismo, facilitar la hibridación de instalaciones de producción local de energía eléctrica renovable con sistemas de almacenamiento. Entre otras aplicaciones, la transformación de la movilidad eléctrica se está produciendo gracias a las nuevas tecnologías de baterías electroquímicas.

El bombeo hidráulico reversible es la tecnología de almacenamiento más madura y extendida a nivel mundial en términos de potencia instalada y capacidad energética, ideal para almacenamiento estacional. Sin embargo, requiere de condiciones de emplazamiento específicas para ser viable e importantes inversiones en obra civil. Las centrales hidroeléctricas de bombeo suponen más del 90 % de la capacidad mundial de almacenamiento de energía. Solo en Europa existen 160 centrales de este tipo con una capacidad total de turbinación de 55 GW. La madurez técnica de la energía hidroeléctrica está consolidada, y la eficiencia global de las centrales se sitúa entre el 80% y el 90%, pero la actividad en I+D en este tipo de instalaciones no cesa.

Por su parte, las baterías son una tecnología de almacenamiento electroquímico, versátiles y altamente modulables, que pueden cubrir desde aplicaciones residenciales hasta sistemas de gran capacidad para aplicaciones en la red eléctrica. Las tecnologías en fase más avanzada de desarrollo son las baterías de Ion-Litio y de flujo.

Existe una gran variedad de baterías de Ion-Litio que se distinguen en función del compuesto del cátodo: NMC (óxido de níquel-manganeso-cobalto), NCA (óxido de níquel-cobalto-aluminio), LFP (fosfato de litio) y LMO (óxido de manganeso). Poseen densidades energéticas y potencias específicas superiores, elevados rendimientos y una buena vida útil. Se encuentran aplicaciones en dispositivos electrónicos, vehículos eléctricos y sistemas estacionarios a escala de red para almacenamiento de corta duración (hasta 4 horas). Una disminución de los costes permitiría que las baterías de Ion-Litio fueran más competitivas para almacenamiento hasta 8 horas.

Las baterías de flujo redox más avanzadas son las basadas en vanadio (VBFR). Prometen escalabilidad, mayor número de ciclos carga/descarga y almacenamiento de larga duración (>6 horas), aunque menor densidad y eficiencia energética.

Aunque se ha venido desarrollando mucha investigación sobre baterías recargables de metal-aire durante varias décadas, sólo recientemente han llegado al mercado, en forma de baterías recargables de zinc-aire. La energía específica teórica de las baterías de litio-aire y de zinc-aire es aproximadamente 50 y 5 veces la energía específica de las baterías comerciales de iones de litio, respectivamente. Sin embargo, en la práctica las baterías comerciales de zinc-aire alcanzan sólo alrededor del 35% de su densidad de energía teórica.

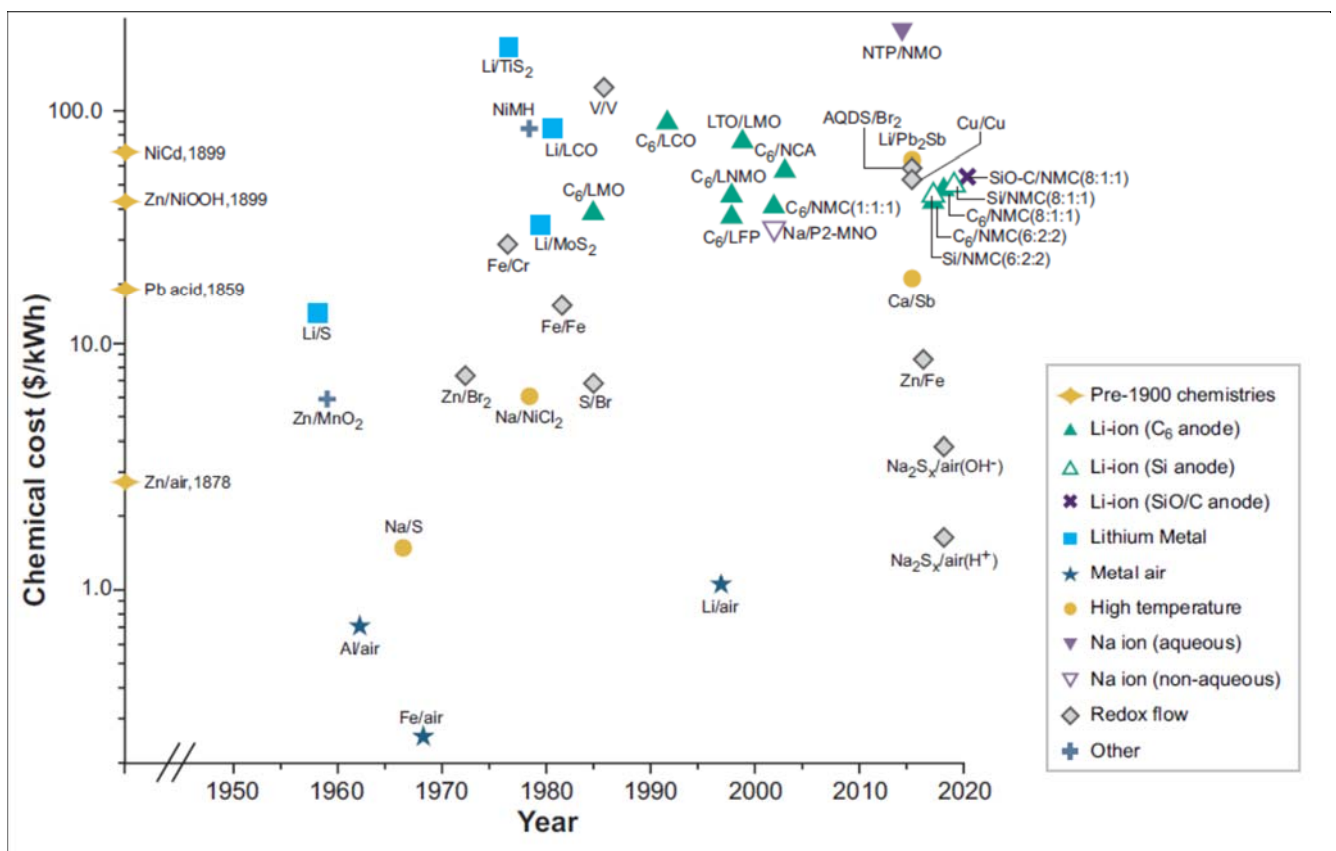


Figura 6. Coste de tecnologías de baterías eléctricas. Fuente: MIT Study on the Future of Energy Storage, 2022

Las baterías de estado sólido se han convertido en la tecnología más prometedora para elevar la densidad energética de las celdas a 500 Wh/kg y reducir los precios de las baterías en la segunda mitad de la década. Varios de los principales fabricantes de baterías, como LG Energy Solution, CATL y SK, así como empresas emergentes como Solid Power, Prologium y Quantumscape, han trazado hojas de ruta para comercializar baterías de estado sólido en esta década. Por su parte, las baterías de sodio aparecen como una alternativa más económica para acelerar la transición a la movilidad eléctrica y más segura por su menor inflamabilidad, aunque su densidad energética es inferior a otras tecnologías existentes y su aplicación se limitaría a vehículos de baja autonomía o aplicaciones residenciales.

El almacenamiento de energía térmica permite la producción de electricidad cuando el sol no está disponible mediante su integración en plantas solares térmicas. Dada su gran capacidad energética, su fiabilidad y su bajo coste esta tecnología es adecuada para almacenamiento de larga duración, con incluso un horizonte de semanas, en combinación con otras tecnologías.

El almacenamiento térmico puede realizarse en forma de calor sensible (incremento o decremento de la temperatura), calor latente (cambio de estado, típicamente de sólido a líquido y viceversa) o en forma termoquímica (reacciones químicas reversibles exotérmicas). De cara a su integración en el sistema eléctrico, la primera es la más madura, utilizando el intercambio calorífico entre dos tanques de sales fundidas, y vinculada actualmente a centrales de potencia con energía solar térmica de concentración (CSP). Las dos tecnologías de captación más eficientes son los colectores parabólicos y las centrales de torre solar, pero sus costes no han disminuido tanto como la tecnología solar fotovoltaica, por lo que han quedado rezagadas como alternativa en la transición energética.

El hidrógeno es un vector energético muy versátil que requiere de una aportación energética para ser obtenido. Su densidad energética por unidad de volumen es inferior a la de otros combustibles (por ejemplo, el gas natural), pero su energía específica es una ventaja significativa (33 kWh/kg). El hidrógeno producido se puede almacenar en tanques de hidrógeno comprimido, como hidrógeno licuado o como hidrógeno crió comprimido. Sin embargo, presenta como inconveniente un bajo rendimiento energético en el proceso conjunto de producción, almacenamiento y utilización (en torno al 20%).

El desarrollo de gran parte de estas tecnologías de almacenamiento presenta el inconveniente de su dependencia, particularmente de China, de un buen número de materias primas críticas o estratégicas. Litio, manganeso, cobalto, níquel y grafito son esenciales para la longevidad, el rendimiento y la densidad energética de las baterías; los metales del grupo platino y el titanio son cruciales para el funcionamiento de los electrolizadores y elementos como el manganeso o el níquel forman aleaciones de acero para los componentes generadores de energía eléctrica y partes auxiliares de las plantas de bombeo hidráulico reversible y de centrales solares térmicas.

A pesar de la creciente demanda de estos minerales, se espera una reducción progresiva de los precios del litio, el níquel y el cobalto, en tanto aumentan las exploraciones de nuevos yacimientos, se reducen los costes de procesamiento y mejora la tecnología de las baterías. Por ejemplo, el Departamento de Energía de Estados Unidos comunicó dos grandes descubrimientos de litio en 2023, que harán al país autosuficiente durante décadas. O el yacimiento de casi 6 millones de toneladas de litio encontrado en India, en las provincias de Jammu y Cachemira.

Durante el último año, el precio de las celdas de baterías LFP en China ha caído un 51% hasta los 53 \$/kWh. El precio medio mundial de estas baterías el año pasado fue de 95 \$/kWh. Este descenso ha sido posible gracias a los menores precios de las materias primas y la sobreproducción de los fabricantes chinos. La utilización promedio de la capacidad de las plantas de baterías en China cayó del 51% en 2022 al 43% en 2023, y volverá a disminuir en 2024 (Bloomberg, 2024).

En el caso de los paquetes de baterías, es decir, celdas de baterías ya ensambladas, el precio ha caído en China por debajo de 100 \$/kWh desde octubre de 2023, alcanzando los 75 \$/kWh a mediados de 2024 (figura 7).

Esto está provocando que el precio de compra de los vehículos eléctricos ya sea inferior al de los vehículos de combustión en China, y que esté acelerándose también el despliegue de baterías para almacenamiento estacionario de energía eléctrica en todo el mundo, como se muestra en la figura 8.

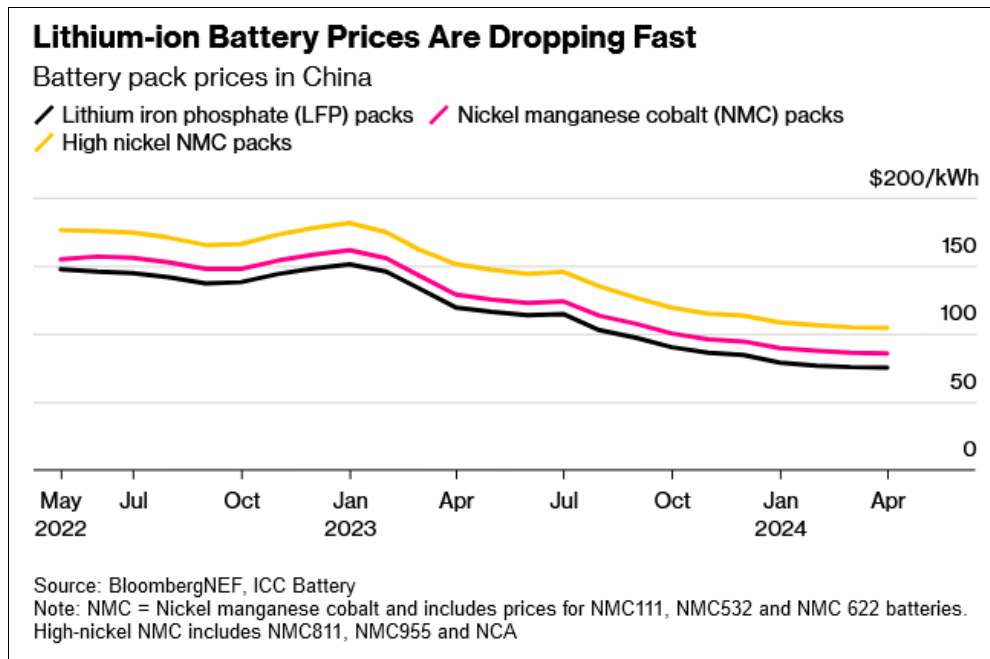


Figura 7. Coste de tecnologías de baterías eléctricas. Fuente: Bloomberg, 2024

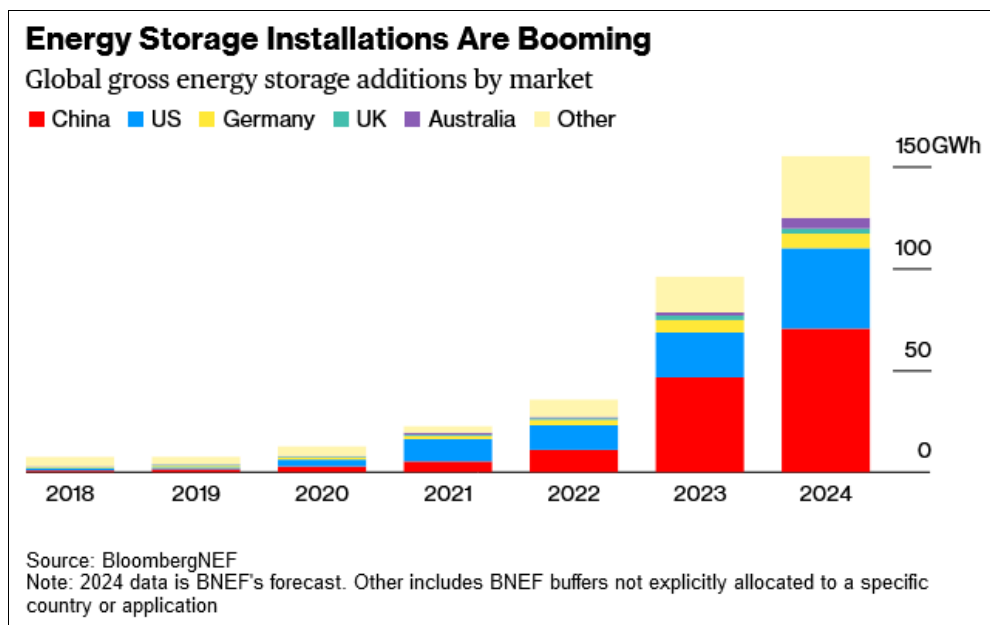


Figura 8. Evolución del mercado de baterías para almacenamiento estacionario de energía eléctrica. Fuente: Bloomberg, 2024

7. CAPTURA DE CARBONO

La captura, almacenamiento y uso del carbono (CCUS) implica la captura de CO₂, generalmente procedente de la generación de energía o de instalaciones industriales que utilizan combustibles fósiles o biomasa como combustible. También puede capturarse directamente del aire (DAC). Si no se utiliza in situ, el CO₂ capturado se puede comprimir y transportar por tubería o en camiones, para utilizarlo en distintas aplicaciones, por ejemplo, la producción de combustibles sintéticos, o se puede inyectar en almacenamientos geológicos subterráneos, como antiguos yacimientos de petróleo y gas o acuíferos salinos.

Existen actualmente más de 20 instalaciones en el mundo con capacidad para capturar hasta 45 MtCO₂ anuales en 11 países. Algunas han estado funcionando desde los años 70, para capturar CO₂ de plantas de procesado de gas natural y suministrarlo localmente para la operación de yacimientos de petróleo, aplicación que representa hoy el 75% del total del CO₂ capturado (IEA, The Oil and Gas Industry in Net Zero Transitions, 2023).

La captura de CO₂ se ha puesto en valor recientemente como herramienta para la descarbonización de la generación eléctrica y determinadas actividades industriales. Sin embargo, aunque hay proyectos en diversas etapas de investigación y desarrollo en toda la cadena de valor de CCUS, su futuro despliegue comercial es aún incierto. Su potencial para mitigar el cambio climático ha sido reconocido durante décadas, pero su implementación ha sido lenta y, por lo tanto, ha tenido un impacto muy limitado en las emisiones globales de CO₂.

En los últimos años se han anunciado muchos proyectos de CCUS por parte de empresas gasistas y petroleras, pero solo el 5% han alcanzado la fase de decisión de inversión, a pesar de que estas empresas indican que son capaces de hacer frente a los retos tecnológicos de la captura de CO₂. Desde 2015, la inversión de estas empresas ha supuesto apenas el 0,1% de toda su nueva inversión, y solo el 8% de su inversión en tecnologías limpias, lo que hace dudar del interés real por esta tecnología.

Tecnológicamente, la captura de CO₂ se realiza principalmente mediante tres tipos de tecnología: absorción de disolventes, adsorción de sólidos y separación de membranas. La absorción de disolventes se considera la mejor opción para la captura de CO₂ a gran escala en el futuro, gracias a las tecnologías de absorción mixta de disolventes y absorción de líquidos iónicos, utilizadas en la captura post-combustión del CO₂. La captura poscombustión es la captura de CO₂ del gas residual producido por la combustión de combustibles fósiles u otros combustibles que contienen carbono. Otra tecnología en investigación es la adsorción de sólidos, especialmente las estructuras metal-orgánicas, cuyas características funcionales les hacen tener un gran potencial de desarrollo. El desarrollo de membranas de matriz mixta, membranas absorbentes de gases y membranas facilitadoras ha mejorado la permeabilidad y selectividad de las tecnologías de separación por membranas. La tecnología de separación a baja temperatura, las microalgas, la tecnología de combustión en bucle electroquímico y la tecnología electroquímica han logrado avances importantes en los últimos años, pero todavía queda un largo camino por recorrer antes de su uso comercial a gran escala.

Otra de las prioridades en la investigación es reducir la energía necesaria para convertir el CO₂ en combustibles y productos químicos. En la conversión química de CO₂, la hidrogenación catalítica de CO₂ es la tecnología más prometedora, y combinar la tecnología electrocatalítica con energías renovables puede ser una futura línea de desarrollo. Se requieren catalizadores para casi todas las conversiones químicas de CO₂, y en esta materia también se está desarrollando una amplia actividad investigadora.

Para la Comisión Europea, la captura, almacenamiento y uso de CO₂ formarán inevitablemente parte del futuro descarbonizado de la UE, en particular para la captura de emisiones de difícil abatimiento. El CO₂ será capturado preferentemente de emisiones de proceso, especialmente cemento y acero, y los objetivos

para uso de combustibles renovables en la industria incentivarán el uso de CO₂ para metanol y para e-fuels.

8. CENTRALES NUCLEARES

El Sistema de Información sobre Reactores Nucleares (PRIS), desarrollado y mantenido durante más de cinco décadas por la OIEA (Organización Internacional de la Energía Atómica), es una base de datos de todas las centrales nucleares existentes en el mundo, bien se encuentren en funcionamiento, en construcción o en desmantelamiento. A 31 de diciembre de 2022, se contabilizaban 393,8 GW de capacidad operativa de energía nuclear disponible mediante 438 reactores en 32 países. De ellos, 411 estaban operativos (371 GW) mientras que 27 se encontraban en operación suspendida (22,8 GW). Además, 58 reactores se encontraban en construcción (59,3 GW).

Los reactores con tecnología de agua a presión –pertenecientes a la denominada Generación II-, tanto de diseño estadounidense, alemán, francés y sueco (PWR) como de diseño ruso –anteriormente soviético- (VVER), suman 301 instalaciones (el 73% del total). De los reactores en construcción, más del 80 % son también del tipo de agua a presión, con sistemas avanzados y pasivos, pertenecientes a la denominada Generación III y III+. Por tanto, la tecnología de agua a presión seguirá siendo dominante en las próximas décadas.

Simultáneamente, se está avanzando en la investigación, desarrollo y construcción de reactores de Generación IV. El 6 de diciembre de 2023 ha iniciado su operación comercial la central nuclear Shidao Bay-1, la primera del mundo según la Administración Nacional de la Energía de China. Su construcción ha costado casi 10 años. Los reactores de Generación IV incluyen reactores rápidos enfriados por gas (GFR), reactores rápidos enfriados por plomo (LFR), reactores de sales fundidas (MSR), reactores rápidos enfriados por sodio (SFR), reactores enfriados por agua supercrítica (SCWR) y reactores de muy alta temperatura (VHTR). Estos diseños buscan costes más bajos, reducción de riesgos financieros, mínima producción de residuos nucleares y altos niveles de seguridad y fiabilidad.

Por otra parte, también se está proponiendo la construcción de reactores nucleares modulares de menor tamaño (SMR), más fáciles de construir y con mayor tiempo entre recargas de combustible nuclear, pero su modularidad no les exime de la necesaria gestión de los residuos radiactivos y de la seguridad física de las instalaciones.

En particular, en 2024, las compañías Google, Amazon y Microsoft han anunciado proyectos de generación nuclear para sostener el aumento de la demanda eléctrica que provocará la inteligencia artificial en los próximos años, sin recurrir a fuentes fósiles de generación. Google ha llegado a un acuerdo con Kairos Power para construir siete reactores nucleares SMR de aquí a 2030, sumando un total de 500 MW. Por su parte, Amazon ha firmado acuerdos con tres compañías para construir más de 1.000 MW con esta tecnología. Además, en 2024 adquirió un centro de datos situado junto a una central nuclear en Pensilvania. Finalmente, Microsoft ha llegado a un acuerdo para reabrir la unidad 1 de la planta nuclear de Three Mile Island, cerrada desde 2019 por razones económicas y situada junto a la unidad 2, conocida por el peor accidente nuclear en la historia de Estados Unidos, actualmente en proceso de desmantelamiento.

El reactor Westinghouse AP300™ es la solución SMR de una de las compañías con más experiencia en tecnología nuclear, y se basa en la tecnología de agua ligera a presión del reactor AP1000, autorizada y operativa en China y EEUU. También la compañía norteamericana NuScale, con su diseño de SMR de agua ligera, recibió en 2023 la certificación en EEUU de su módulo VOYGR™ de 50 MW, que puede combinarse para formar plantas de hasta 600 MW.

9. BIOMETANO

El biometano, biogás enriquecido en metano, es un gas equivalente al gas natural, procede de la digestión anaerobia de residuos urbanos y agropecuarios, y puede inyectarse en la red. El biometano también se puede comprimir para usarlo como combustible vehicular. Europa cuenta actualmente con más de 1.500 plantas de biometano, con un importante crecimiento en los últimos años, y se calcula que otras 950 plantas entrarán en servicio en los próximos 5 años (EBA, 2024).

En el caso de España, el PNIEC apunta a un objetivo en 2030 de 20 TWh de biogás, de los cuales podrían alcanzarse 12 TWh de biometano. Según un estudio de SEDIGAS, la capacidad disponible de recursos para producir biometano es de 100 TWh. Sin embargo, en 2023, las 9 plantas conectadas produjeron solo 243 GWh, un 40% más que en 2022, pero muy lejos de los objetivos del PNIEC. Otras 26 plantas se encuentran actualmente en construcción.

Para simplificar los trámites y que los productores de biometano puedan inyectar el biometano en las redes de transporte y distribución de gas natural, en 2024, la Comisión Nacional del Mercado y la Competencia (CNMC) ha aprobado el procedimiento de gestión de conexiones de las plantas de generación de gases renovables.

Existen muchas dudas en el sector energético respecto a la viabilidad del biometano si no aumenta significativamente el precio de las emisiones de CO₂, actualmente en 2024 en torno a 65 €/ton. El precio estimado del CO₂ en 2030 es 145 €/ton, que apenas permitiría hacer competitivo el biometano, y ello suponiendo que se redujera el actual coste de producción debido a mejoras tecnológicas y a la valoración económica del digestato. El digestato es un subproducto de la digestión anaeróbica que puede ser utilizado como fertilizante orgánico.

Según un reciente informe de la EBA, el coste total aproximado para la producción de biometano mediante digestión anaerobia oscila entre 55 y 100 euros por MWh (EBA, 2023). En cambio, si se aplica la técnica de gasificación térmica, el coste aumentaría a valores de entre 85 y 110 euros por MWh.

10. REDES ELECTRICAS

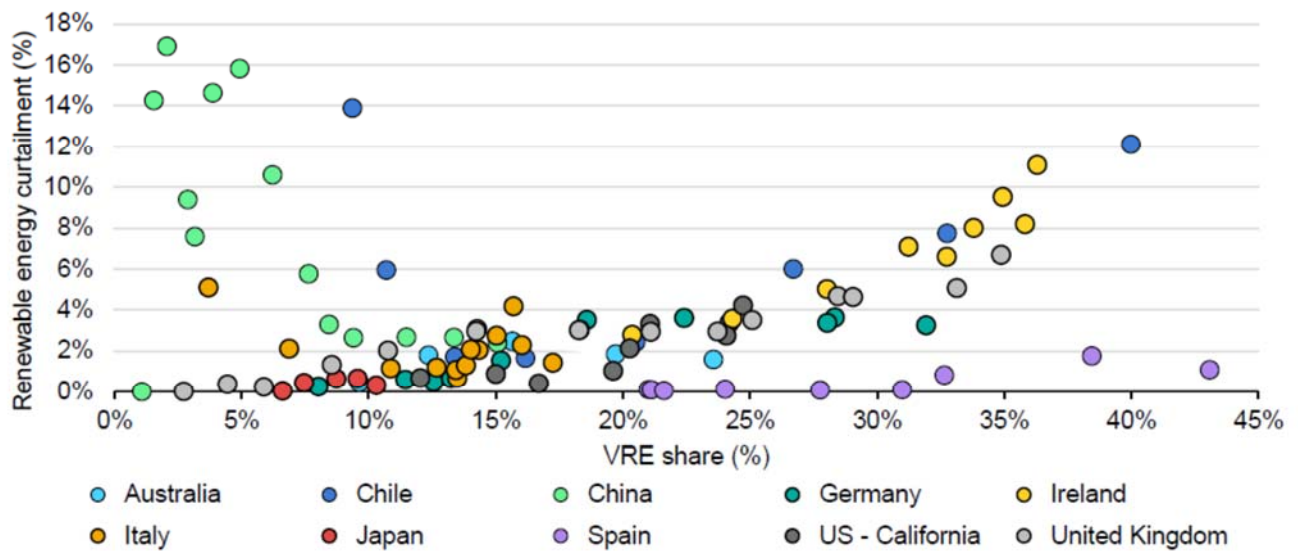
La Agencia Internacional de la Energía (IEA), en su informe Electricity Grids and Secure Energy Transitions, alerta del riesgo de que no se pueda llevar a cabo la descarbonización de la economía y, por tanto, la transición energética, si no se mejoran y expanden las redes eléctricas. Estima que es necesario duplicar la inversión en redes eléctricas de aquí a 2040 para poder cumplir con los objetivos climáticos y así garantizar la seguridad de suministro. Para que este nivel de inversión sea posible, la IEA recomienda abordar las barreras administrativas, optimizar la planificación a largo plazo y permitir las inversiones que permitan modernizarlas, automatizarlas, digitalizarlas y adaptarlas a los nuevos agentes y sus necesidades.

Así, la integración masiva de energías renovables está aflorando nuevos retos para las redes eléctricas, ya que algunos países están experimentando recortes (*curtailment*) en la producción renovable por congestiones técnicas en sus redes de transporte y distribución, o bien por motivos económicos. La energía eólica es generalmente la fuente más afectada por recortes en su producción, especialmente en nudos de la red eléctrica muy saturados, pero en los últimos dos años la rápida penetración de la energía solar fotovoltaica está desplomando los precios en horas de radiación solar en muchos mercados y afectando a su rentabilidad económica.

En la figura 9 se presenta el porcentaje de energía renovable no inyectada a la red eléctrica en distintos países respecto al porcentaje de cobertura de la demanda eléctrica con renovables no despachables (solar

y eólica), destacando España como el país con menos recortes, con una tasa inferior al 2%. En el extremo contrario, China es el país del mundo con más energía renovable no aprovechada, a pesar de la menor cuota de renovables en su mix eléctrico.

Annual VRE shares in generation and technical curtailment for selected countries and regions



IEA. CC BY 4.0.

Figura 9. Recortes en la producción de energías renovables no despachables (eólica y solar) en 2023.
Fuente: IEA Renewables 2024 - Analysis and forecast to 2030

Tecnológicamente, se continúa investigando en materiales superconductores que reduzcan las pérdidas en el transporte de la energía eléctrica por los cables. En 2023 se construyó una línea eléctrica de 1,2 kilómetros de longitud a 35 kV en Shanghai, que utiliza nitrógeno líquido para mantener las bajas temperaturas necesarias para conseguir la superconductividad. El éxito de este proyecto piloto ha llevado a sus desarrolladores a anunciar que ya trabajan en cables de 5 y 10 kilómetros, pero los dos retos que permanecen sin resolver son la superconductividad a temperatura ambiente y el abaratamiento de los costes.

11. INTELIGENCIA ARTIFICIAL EN EL SECTOR DE LA ENERGIA

El análisis de datos y la inteligencia artificial se están adoptando como herramientas para optimizar el consumo de energía e identificar ahorros de costes. Este enfoque basado en datos puede desempeñar un importante papel en la mejora de la eficiencia energética en los próximos años.

Sin embargo, el sector donde más impacto puede tener la inteligencia artificial en los próximos años es la gestión de energía en las redes eléctricas, dado que los flujos de energía en los sistemas eléctricos están cambiando debido a la penetración de la generación renovable distribuida a pequeña y a gran escala, y a los cambios en los patrones de demanda de electricidad. El resultado es una necesidad de intercambio de una gran cantidad de información y de herramientas más potentes para planificar y operar los sistemas energéticos.

Las capacidades de las aplicaciones de inteligencia artificial están progresando rápidamente. A medida que los modelos de aprendizaje automático se han vuelto más avanzados, la potencia computacional necesaria para desarrollarlos se ha duplicado cada cinco o seis meses desde 2010. Curiosamente, esto representa un reto añadido por el aumento del consumo de energía para el procesamiento y el almacenamiento de los datos, que ha convertido a los centros de datos en grandes consumidores de electricidad. Según la IEA, en 2022 se estima un consumo de 340 TWh, un 1,3% de la demanda eléctrica mundial, pero algunas fuentes indican que supondrán más del 4% en 2030.

12. MERCADOS ENERGETICOS

Los mercados de la energía sufrieron notables vaivenes en 2022 y 2023, como consecuencia de los acontecimientos geopolíticos. La drástica reducción del gas natural suministrado por gasoducto desde Rusia a Europa añadió mucha presión al mercado internacional del GNL, llegando a multiplicarse los precios por 15 durante el verano de 2022 hasta superar los 300 €/MWh. Sin embargo, el aumento de la oferta de GNL internacional, la reducción de la demanda en China y Europa, y las medidas de diversificación del abastecimiento y gestión de los almacenamientos subterráneos tomadas por la Unión Europea están permitiendo que el mercado del gas recupere cierta normalidad, con precios oscilando entre 30 y 40 €/MWh durante el año 2024, aunque aún lejos de los precios anteriores. En el mercado mayorista español MIBGAS los futuros de gas natural cotizan a precios de 38 €/MWh para 2025 y 33 €/MWh para 2026, a fecha 01/11/2024.

Dado la influencia que tiene el gas natural en el mecanismo de formación del precio marginal horario del mercado eléctrico, existe una estrecha relación entre ambos. El mercado de futuros de la electricidad de OMIP está reflejando precios para los próximos años por debajo de 60 €/MWh, un precio que puede ayudar a mantener la tan amenazada competitividad industrial europea.

En 2025, los precios del mercado eléctrico español pasarán de horarios a cuartohorarios, lo que permitirá reducir el coste de los desvíos al ajustarse mejor las previsiones de producción y demanda de electricidad por parte de los agentes del mercado.

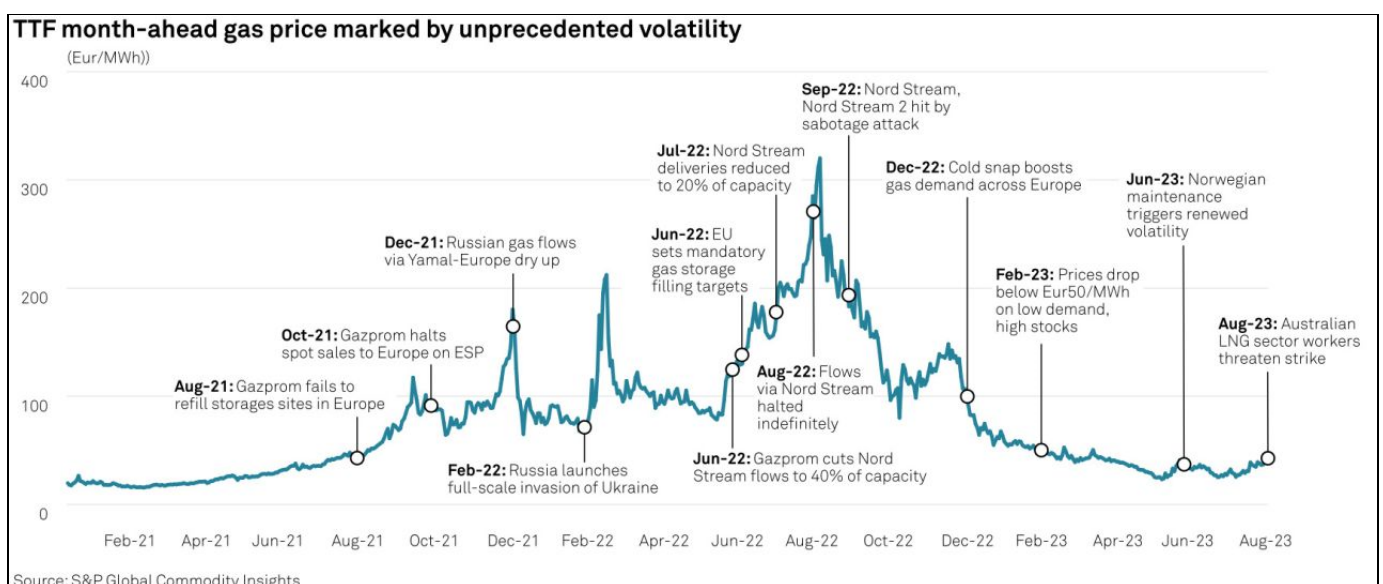


Figura 10. Evolución del precio del gas natural en el mercado TTF entre 2021 y 2023. Fuente: S&P Global Commodity Insights

13. CONCLUSIONES, EXPECTATIVAS Y RETOS DE FUTURO

Las energías renovables se están convirtiendo en las tecnologías dominantes de generación de electricidad en todo el mundo, principalmente gracias a la espectacular reducción de costes de la energía solar fotovoltaica y la energía eólica en los últimos años. Sin embargo, para aumentar su penetración en los sistemas eléctricos y reducir la contribución de combustibles fósiles en la producción de electricidad, es imprescindible que se desarrollen masivamente los sistemas de almacenamiento de energía eléctrica. Las baterías eléctricas y el bombeo hidráulico reversible son las tecnologías más maduras, aunque todavía sus elevados costes de inversión dificultan la rentabilidad de muchos proyectos. La expectativa es que estos costes disminuyan en los próximos años conforme aumente su despliegue, mejorando el caso de negocio tanto para sistemas híbridos con generación como para sistemas stand-alone directamente conectados a la red eléctrica.

El cambio de paradigma en la generación eléctrica mediante plantas distribuidas requiere, por otro lado, inversiones suficientes en las redes eléctricas, que permitan la electrificación prevista de la demanda energética, minimizar el vertido de energías renovables y garantizar la seguridad de suministro. Así mismo, la operación de las redes eléctricas deberá adaptarse a los nuevos retos de la integración de la generación renovable mediante nuevas herramientas de gestión de los flujos, flexibilidad de la demanda y digitalización de los sistemas, en los cuales la inteligencia artificial puede jugar un importante papel.

Otras tecnologías no disponen todavía de madurez suficiente para contar con una contribución significativa a la descarbonización del sector energético, como la captura de carbono, los reactores nucleares SMR o el hidrógeno, y en el caso del biogás, su viabilidad económica no se alcanzará hasta que el precio del CO2 duplique, al menos, los valores actuales.

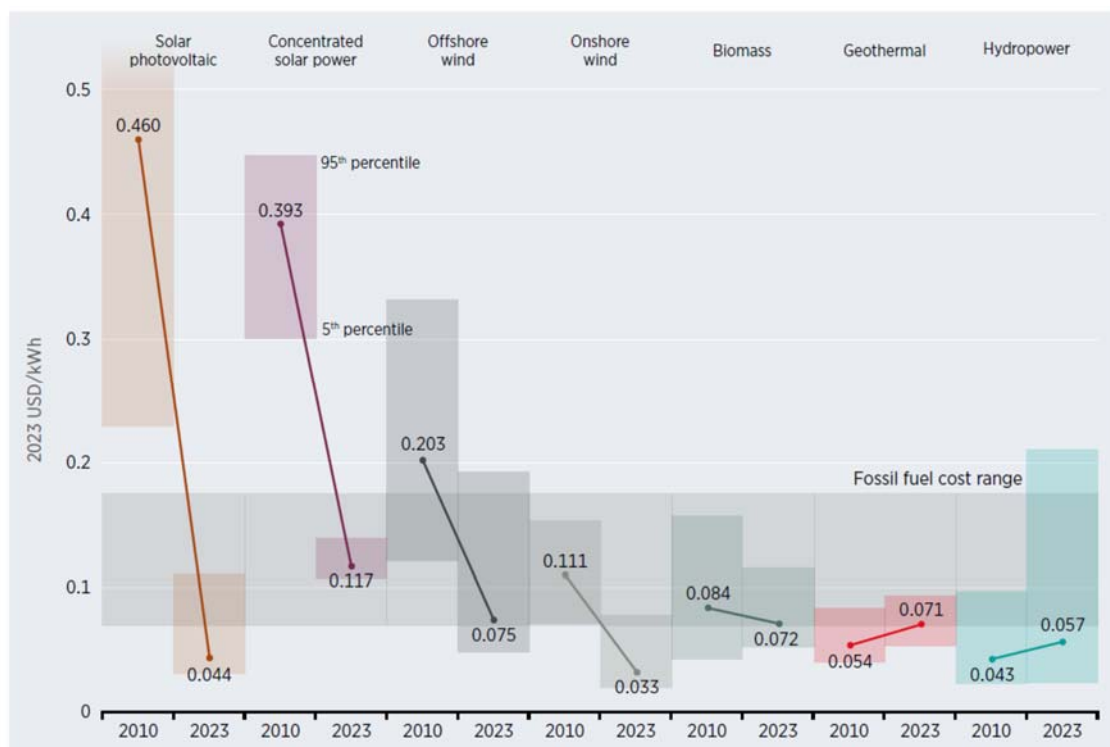


Figura 11. Evolución de los costes de generación eléctrica renovable entre 2010 y 2023. Fuente: IRENA (2024), Renewable power generation costs in 2023, International Renewable Energy Agency.

En todo caso, la hoja de ruta del sector de la energía en España está claramente definida por los objetivos del Plan Nacional de Energía y Clima, que en 2023 fue actualizado y sometido a la aprobación de la Comisión Europea. El primer plan nacional, que abarcaba el período 2021-2030, se adoptó en 2020, y desde entonces se ha producido un aumento de la ambición climática a nivel europeo, recogido en la Ley Europea sobre el clima y en los planes «Objetivo 55» y «REPowerEU». Así, el gobierno español elaboró la actualización del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2023-2030, aumentando los objetivos para 2030 hasta alcanzar los siguientes valores:

- 32% de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero respecto a 1990
- 48% de renovables sobre el uso final de la energía
- 43% de mejora de la eficiencia energética en términos de energía final
- 81% de energía renovable en la generación eléctrica
- Reducción de la dependencia energética hasta un 50%
- 19 GW de autoconsumo y 22,5 GW de almacenamiento en 2030
- Una tasa de electrificación de la economía del 35%

Estos objetivos son coherentes con la trayectoria para descarbonizar la economía española antes de 2050. Sin embargo, aunque estamos avanzando en el camino de la transición energética, las nuevas fuentes de energía presentan desafíos en ámbitos técnicos, políticos y económicos (IEA, 2022). En particular, la economía de las inversiones y los mercados energéticos jugarán un papel importante, ya que se requiere un importante esfuerzo financiero para el despliegue de las nuevas plantas de generación y almacenamiento de energía, y precios en los mercados mayoristas que permitan la recuperación de las inversiones. Además, estas inversiones en energías renovables y eficiencia energética son claves para aumentar la seguridad energética, aunque la transición del gas y el petróleo a las energías renovables debe realizarse con prudencia, ya que los combustibles fósiles aún serán relevantes en el medio plazo. En definitiva, el nuevo paradigma energético enfrenta retos y vulnerabilidades que deben ser enfrentados con ambición y visión estratégica.

Objetivos sectoriales y por tecnología

2030	PNIEC 2020 / Hojas de ruta	PNIEC 2023
Eólica Incluida eólica offshore	50 GW 1-3 GW	62 GW 3 GW
Solar FV Incluido Autoconsumo	39 GW 9-14 GW	76 GW 19 GW
Hidrógeno renovable: potencia electrolizadores	4 GW	12 GW
Biogás	10,4 TWh	20 TWh
Almacenamiento	20 GW	22,5 GW
Eficiencia en la edificación. Rehabilitación de viviendas	1.200.000	1.377.000
Vehículo eléctrico	5 millones	5,5 millones
Electrificación (%sobre energía final)	32%	35%
Demanda eléctrica (vs. 2019)	+5%	+34%

Figura 12. Objetivos del sector energético en España para 2030. Fuente: MITECO (2023), Plan Nacional de Energía y Clima de España 2023-2030

14. ANEXOS

14.1. REFERENCIAS

Bloomberg, 2024. Sobre precio de las baterías eléctricas en China. Disponible en:

<https://www.bloomberg.com/news/newsletters/2024-07-09/china-s-batteries-are-now-cheap-enough-to-power-huge-shifts>

Carlos Bernuy-Lopez. Electrolysis technologies and LCOH: current state and prospects for 2030. Hydrogen Tech World, Vol. 9, Abril 2023

Clean Energy Reviews, 2024. Eficiencia de paneles solares fotovoltaicos en 2024. Disponible en:

<https://www.cleanenergyreviews.info/blog/most-efficient-solar-panels>

EUROPEAN BIOGAS ASSOCIATION, EBA, 2023. Beyond Energy: Monetising Biomethane's Whole System Benefits. Disponible en: <https://www.europeanbiogas.eu/beyond-energy-monetising-biomethanes-whole-system-benefits/>

EUROPEAN BIOGAS ASSOCIATION EBA, 2024. European Biomethane Map. Disponible en:

<https://www.europeanbiogas.eu/new-edition-of-the-biomethane-map-shows-37-increase-in-biomethane-capacity-in-the-eu-compared-to-the-previous-map>

IEA, 2022. International Energy Agency. World Energy Outlook 2022. Disponible en:

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

IEA, 2023. International Energy Agency. Electricity Grids and Secure Energy Transitions. Disponible en:

<https://www.iea.org/reports/electricity-grids-and-secure-energy-transitions>

IEA, 2023. International Energy Agency. The Oil and Gas Industry in Net Zero Transitions. Disponible en:

<https://www.iea.org/reports/the-oil-and-gas-industry-in-net-zero-transitions>

IEA, 2023. International Energy Agency. Energy Technology Perspectives 2023. Disponible en:

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

IEA 2023. International Energy Agency. Renewable Energy Market Update June 2023. Nueva capacidad de eólica

terrestre 2022-2024. Disponible en: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/net-onshore-wind-electricity-capacity-additions-by-country-or-region-2022-2024>

IEA, 2024. International Energy Agency. Renewables 2024. Analysis and forecast to 2030. Disponible en:

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

IRENA, 2024. International Renewable Energy Agency. Renewable power generation costs in 2023. Disponible en:

<https://www.irena.org/Publications/2024/Sep/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2023>

MIT, 2022. Study on the Future of Energy Storage, Massachusetts Institute of Technology. Disponible en:

<https://energy.mit.edu/research/future-of-energy-storage>

MITECO, 2023. Plan Nacional de Energía y Clima de España 2023-2030. Disponible en:

<https://www.miteco.gob.es/es/energia/estrategia-normativa/pniec-23-30.html>

NREL, 2024. Eficiencia de células solares fotovoltaicas. Disponible en: <https://www.nrel.gov/pv/cell-efficiency.html>

OPIS APAC, 2024. Precios de módulos solares fotovoltaicos en 2024. Disponible en: [https://www.pv-](https://www.pv-magazine.es/2024/07/19/la-debil-demanda-sigue-presionando-a-la-baja-los-precios-de-los-modulos-fotovoltaicos)

[magazine.es/2024/07/19/la-debil-demanda-sigue-presionando-a-la-baja-los-precios-de-los-modulos-fotovoltaicos](https://www.pv-magazine.es/2024/07/19/la-debil-demanda-sigue-presionando-a-la-baja-los-precios-de-los-modulos-fotovoltaicos)

14.2. ACRÓNIMOS

AEM	Anion Exchange Membrane Electrolysis
AWE	Alkaline Water Electrolysis
CCUS	Carbon Capture, Utilisation and Storage
CNMC	Comisión Nacional del Mercado y la Competencia
CSP	Concentrated solar power
EBA	European Biogas Association
GNL	Gas natural licuado
IEA	International Energy Agency
JRC-ESTI	Joint Research Centre - European Solar Test Installation
LFP	Baterías eléctricas de fosfato de litio
LMO	Baterías eléctricas de óxido de manganeso
MIBGAS	Mercado Ibérico del Gas
MIT	Massachusetts Institute of Technology
NCA	Baterías eléctricas de óxido de níquel-cobalto-aluminio
NMC	Baterías de óxido de níquel-manganeso-cobalto
NREL	National Renewable Energy Laboratory
OIEA	Organización Internacional de la Energía Atómica
OMIP	Operador del Mercado Ibérico Portugal
PEM	Proton Exchange Membrane Electrolysis
PNIEC	Plan Nacional Integrado de Energía y Clima
PRIS	Power Reactor Information System
SEDIGAS	Asociación Española del Gas
SMR	Small Modular Reactor
SOEC	Solid Oxide Electrolysis
TTF	Title Transfer Facility