

# Las tecnologías de almacenamiento de energía y su papel en la descarbonización de la red eléctrica

# Autor

## Dharik S. Mallapragada

Dharik S. Mallapragada es Principal Research Scientist en el MIT Energy Initiative (MITeI), donde dirige el **Sustainable Energy Transitions Group**. La investigación del Dr. Mallapragada se centra en la planificación y el funcionamiento de sistemas energéticos resistentes y con bajas emisiones de carbono, así como en la conceptualización, el diseño y la integración de tecnologías energéticas emergentes. Recientemente, ha dirigido la modelización de sistemas para el **Future of Energy Storage study**, un proyecto interdisciplinar del MIT que explora el papel del almacenamiento en las futuras redes con bajas emisiones de carbono. Antes de trabajar en el MIT, el Dr. Mallapragada pasó casi cinco años en la industria energética trabajando en una serie de temas de investigación centrados en la sostenibilidad. Recientemente ha sido miembro de la **Massachusetts Commission on Clean Heat**, y forma parte del comité asesor del **Open Energy Outlook project**, un esfuerzo multiinstitucional para crear modelos y conjuntos de datos de sistemas energéticos de código abierto. También codirige las actividades de impulso de sistemas en el Center for Decarbonizing Chemical Manufacturing using Sustainable electrification (**DC-MUSE**). El Dr. Mallapragada posee un máster y un doctorado en Ingeniería Química por la Universidad de Purdue y una licenciatura en Ingeniería Química por el Instituto Indio de Tecnología de Madrás (India).

# Índice

01	Introducción	04
02	Casos prácticos de almacenamiento, sus características y la situación del mercado	07
03	Propuesta de valor del almacenamiento de corta duración para sus aplicaciones en la red	11
04	Oportunidades para las incipientes tecnologías de almacenamiento de energía de larga duración	17
<hr/>		
	Referencias	23

## 01

## Introducción

El sector eléctrico está experimentando una transición sin precedentes impulsada por una combinación de factores tecnológicos, políticos y de mercado. Para esta transición, es esencial que la **generación de electricidad eólica y solar** —que se suele denominar, conjuntamente, energía renovable variable (ERV)— siga creciendo de manera constante. Y también que surjan **tecnologías de almacenamiento de energía** fomentadas por la rápida disminución del coste de la tecnología y el creciente apoyo político<sup>1,2</sup>. Además, existe un interés cada vez mayor por la descentralización del sistema eléctrico<sup>3</sup> como modo de mejorar la utilización de los activos y aumentar la resiliencia ante las disrupciones; dos ejemplos notables de esto son la producción y el consumo de energía localizados (por ejemplo, mediante el almacenamiento de energía fotovoltaica distribuida) y el despliegue del almacenamiento de energía en las redes de distribución. En el lado de la demanda, por ejemplo, las iniciativas para descarbonizar toda la economía están provocando que en los edificios y el transporte se adopte la electricidad en usos finales para reducir el consumo de combustibles fósiles<sup>4</sup>.

Es probable que, en conjunto, estos factores aumenten **significativamente la variabilidad espacial y temporal, así como la dependencia del tiempo atmosférico, de la oferta y la demanda** de electricidad, en comparación con los sistemas energéticos actuales dominados por los combustibles fósiles. En el lado de la demanda, por ejemplo, es probable que en las regiones de clima frío la electrificación de los edificios para sustituir el uso de combustibles fósiles en la calefacción haga que el consumo de electricidad sea más sensible a las condiciones meteorológicas y cambie del verano al invierno. La **figura 1A** pone de relieve que la demanda de electricidad podría alcanzar su máximo durante el invierno (frente al verano) en regiones de clima frío como Nueva Inglaterra, en Estados Unidos, en un escenario en el que la electrificación de toda la economía es elevada, incluidos los edificios. En el lado de la oferta, la utilización de la generación eólica y solar, que dependen del tiempo, como principales palancas para descarbonizar el sector eléctrico también introduce nuevos retos en el funcionamiento del sistema energético, porque su producción fluctúa en múltiples escalas temporales, como se ilustra en las **figuras 1B y 1C**. Por ejemplo, la energía solar presenta claras variaciones intradiarias, pero también variaciones interdiarias y estacionales (**figura 1B**), mientras que la disponibilidad de energía eólica suele tener patrones temporales más complejos, con una menor disponibilidad durante el verano, como se muestra en la **figura 1C**. Estas consideraciones **obligan a invertir en los llamados recursos flexibles** tanto en el lado de la oferta como en el de la demanda, cuyo consumo o producción pueden ajustarse fácilmente para compensar el equilibrio del sistema eléctrico en múltiples escalas temporales.

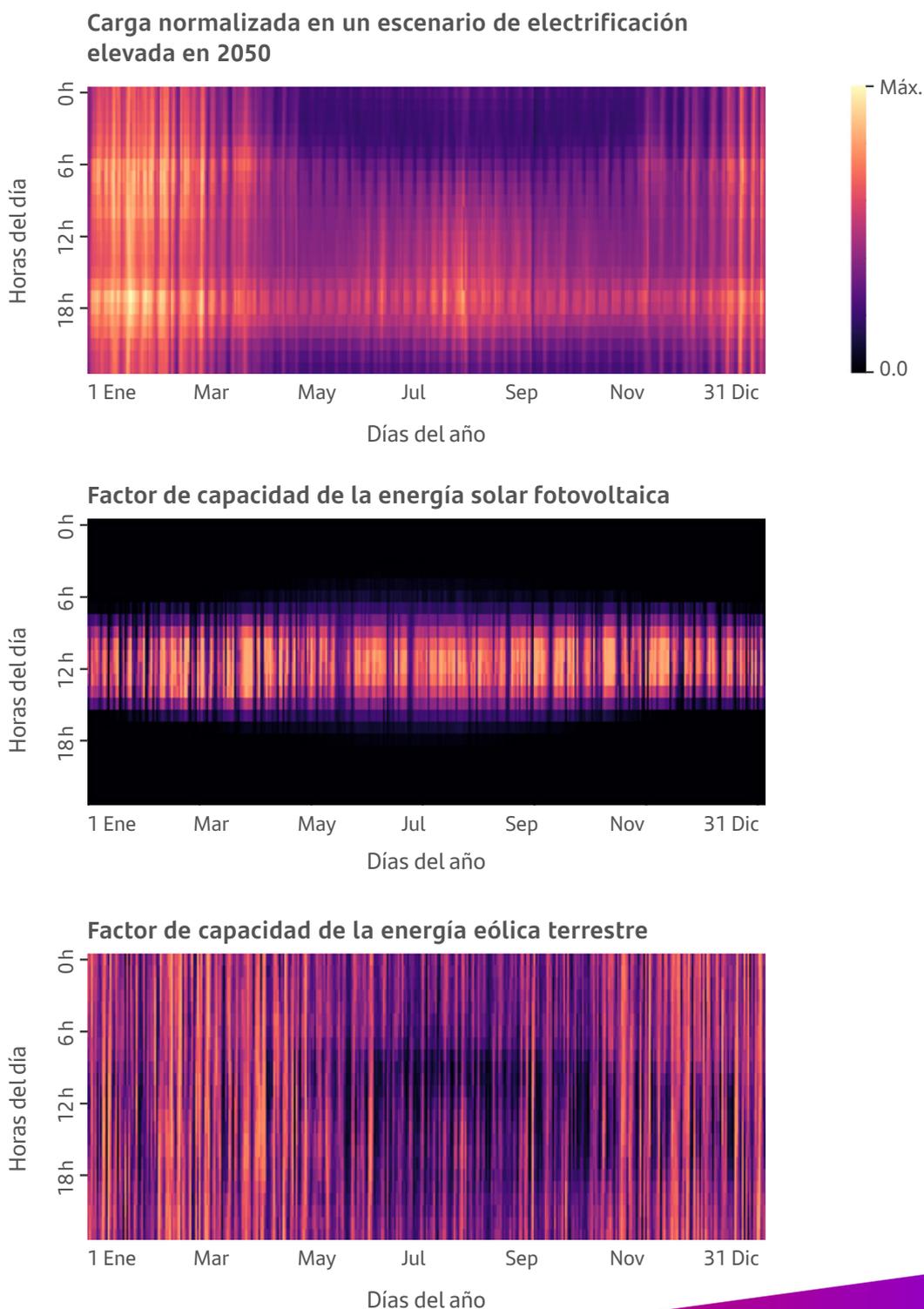
En general, los sistemas energéticos actuales funcionan según el principio de que la generación o el suministro se derivan de la demanda, por lo que la producción de energía mediante generadores alimentados con combustibles fósiles, en su mayoría centrales eléctricas de gas natural, se ajusta para responder a las fluctuaciones de la demanda. Sin embargo, a medida que aumente la exigencia de la descarbonización, se espera que otros recursos flexibles, como las tecnologías de **almacenamiento de energía, desempeñen un papel más importante a la hora de equilibrar la red eléctrica.**

Este artículo presenta una visión general de las tecnologías de almacenamiento de energía alternativas y su papel en los futuros sistemas eléctricos bajos en carbono. Al mismo tiempo, considera varios atributos que son importantes para su despliegue comercial (entre ellos, el coste y el rendimiento de la tecnología, su escalabilidad y la propuesta de valor económico para las aplicaciones en la red eléctrica). El resto del artículo se organiza de la siguiente manera. En la **primera parte** se describen **los distintos usos del almacenamiento de energía en el sistema eléctrico**, se hace una taxonomía para clasificar las tecnologías de energías alternativas y se resume el panorama actual de la implantación del almacenamiento de energía. La **segunda parte** analiza la propuesta de valor de las **tecnologías de almacenamiento de energía de corta duración**, como las baterías de ion de litio, que actualmente están impulsando el crecimiento de un incipiente mercado del almacenamiento de energía y cuentan con casos prácticos competitivos, sobre todo en la electrificación del transporte. En la **tercera parte** se aborda la propuesta de valor de las **tecnologías de almacenamiento de energía de larga duración**, que suscitan un creciente interés en la investigación y el desarrollo con vistas a apoyar los esfuerzos para descarbonizar la red a mediados de siglo. Por último, la **cuarta parte** resume las principales conclusiones sobre las **perspectivas para las tecnologías de almacenamiento de energía** en el contexto de sus aplicaciones en la red, que son, brevemente, las siguientes:

- Para conseguir una descarbonización del sistema eléctrico que sea rentable, fiable y se centre en la generación de ERV, será necesario contar con una **cartera de tecnologías de almacenamiento de energía.**
- El almacenamiento de energía, gracias a su **función de arbitraje energético**, puede servir como sustituto de otros recursos de la red, tanto en el lado de la demanda como en el de la oferta.
- La integración de tecnologías de almacenamiento de energía en el sistema eléctrico **aumenta la complejidad del funcionamiento y la planificación** de este, lo que exige mejoras en las herramientas de modelización y de software, para poder representar con precisión estas complejidades.

**Figura 1. Representación de la variabilidad temporal en la demanda eléctrica para contextos futuros de electrificación elevada y de la variabilidad de los recursos solares y eólicos.**

Los datos se refieren a la región de Nueva Inglaterra, en Estados Unidos. El escenario de la demanda eléctrica corresponde a un escenario de descarbonización profunda en 2050, que procede de un informe<sup>5</sup>.



## 02

## Casos prácticos de almacenamiento, sus características y la situación del mercado

Las tecnologías de almacenamiento de energía permiten **diferir la energía en el tiempo**, es decir, desplazar el suministro eléctrico de un periodo a otro, lo cual posibilita diversas aplicaciones valiosas en toda la cadena de suministro eléctrico. En el sistema de alta tensión<sup>i</sup>, el almacenamiento de energía permite aplazar las inversiones en generación y transmisión, mejorar la utilización del suministro de ERV (al disminuir sus limitaciones), reducir las puestas en marcha de los generadores térmicos (y las emisiones asociadas), así como rebajar las pérdidas por transmisión. **El almacenamiento puede utilizarse, y ha sido utilizado, para proporcionar diferentes servicios auxiliares que son necesarios para cumplir con los criterios de fiabilidad en las redes de alta tensión.** Por ejemplo, en 2019, en Estados Unidos alrededor del 75% de las instalaciones de almacenamiento con baterías (750 MW) se usaban en servicios de regulación de frecuencia<sup>6</sup>. En general, las exigencias para los servicios auxiliares de la red eléctrica suelen ser menores que los requisitos de capacidad para el suministro de electricidad y, por lo tanto, a corto plazo representan un notable impulsor del valor y la implementación del almacenamiento de energía. **En el sistema de distribución, la utilización del almacenamiento puede reducir las pérdidas operativas y posponer las inversiones necesarias para fomentar la electrificación del consumo final<sup>3</sup>.** Otra posible aplicación en el sistema de distribución, que despierta cada vez más interés, es el uso que hacen los clientes del almacenamiento para minimizar sus picos de consumo y evitar así los cargos por demanda, que suelen ser coercitivos.

A diferencia de las tecnologías de generación de energía, las tecnologías de almacenamiento de energía tienen al menos dos, y posiblemente **tres, dimensiones de capacidad**. Una dimensión clave es la *capacidad de almacenamiento de energía*, que se mide en megavatios hora (MWh) y representa la cantidad máxima de energía que puede almacenar una instalación. Además, al igual que los generadores eléctricos, una instalación de almacenamiento tendrá asociada una *capacidad de descarga*, la potencia instantánea máxima que puede suministrar a la red, que se mide en megavatios (MW). En el caso de algunas tecnologías, la potencia instantánea máxima que una instalación puede obtener de la red —denominada *capacidad de carga de energía*— puede ser diferente de su capacidad de descarga. La relación entre la *capacidad de almacenamiento de energía* de una instalación y su capacidad máxima de descarga es su duración, que se mide en horas. La duración es el tiempo durante el cual la instalación, partiendo de una carga completa, puede proporcionar la máxima potencia. En la actualidad, la mayoría de las instalaciones de almacenamiento con baterías tienen una duración de cuatro horas como máximo, por lo que suelen denominarse de corta duración<sup>6</sup>.

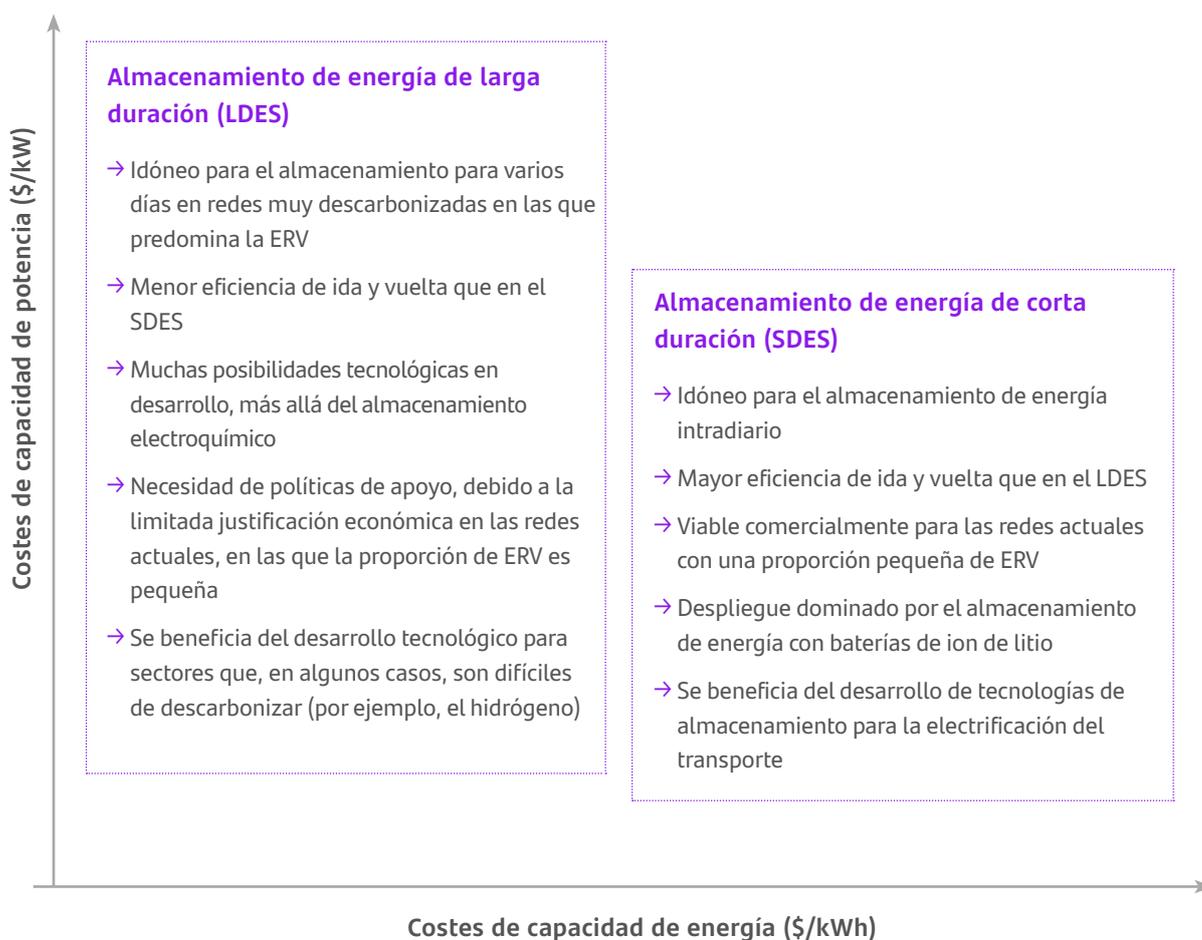
i. Se refiere al sistema de transmisión de alta tensión (normalmente  $\geq 69\text{kV}$ ) y a los recursos conectados a él que generan potencias en MW.

Además de la capacidad, otras métricas importantes de las instalaciones de almacenamiento son: a) la eficiencia de ida y vuelta, que indica la fracción de energía utilizada para cargar el almacenamiento que está disponible para la descarga y b) la *tasa de autodescarga*, que representa la tasa de pérdida de energía almacenada a lo largo del tiempo, lo cual influye en el tiempo que se quiere mantener la energía almacenada desde un punto de vista económico.

Las tecnologías de almacenamiento de energía también pueden clasificarse en función del medio que se utiliza para almacenar la energía, que puede ser electroquímico, químico, térmico o mecánico<sup>7,8</sup>. Todas estas tecnologías pueden desempeñar la función básica de **arbitraje energético**, porque consumen energía eléctrica durante aquellos periodos en los que la producción de ERV es abundante y el precio de la electricidad es relativamente bajo, y generan energía eléctrica durante los periodos en los que la producción de ERV es escasa y el precio de la electricidad es relativamente alto. Las tecnologías de almacenamiento también pueden clasificarse en función del tipo de aplicación en la red para el que probablemente sean más adecuadas (**figura 2**). En general, las **tecnologías con costes de capacidad de energía elevados y costes de capacidad de potencia reducidos son más apropiadas para usos de almacenamiento de corta duración** (como máximo algunas horas) y múltiples ciclos de carga/descarga a lo largo del día<sup>7-11</sup>; las baterías de ion de litio son el mejor ejemplo de tecnologías de almacenamiento de energía de corta duración. Por el contrario, las tecnologías con un coste de capacidad de energía reducido son las más adecuadas para usos de almacenamiento de mayor duración (hasta varios días) y ciclos menos frecuentes; diversas tecnologías de almacenamiento térmico (por ejemplo, el almacenamiento con sales fundidas), químico (hidrógeno), mecánico (almacenamiento hidroeléctrico por bombeo) y electroquímico (baterías de metal-aire, baterías de flujo redox) pertenecen a la categoría de las llamadas tecnologías de almacenamiento de energía de larga duración (LDES<sup>ii</sup>, por sus siglas en inglés)<sup>8,10,11</sup>.

- ii. El término “almacenamiento de energía de larga duración” (LDES) se suele utilizar para denominar varias tecnologías de almacenamiento que se espera que sean técnica y económicamente adecuadas para realizar ciclos de capacidad de almacenamiento de energía poco frecuentes y almacenar energía en cantidad suficiente para mantener la producción de electricidad durante periodos de días o semanas.

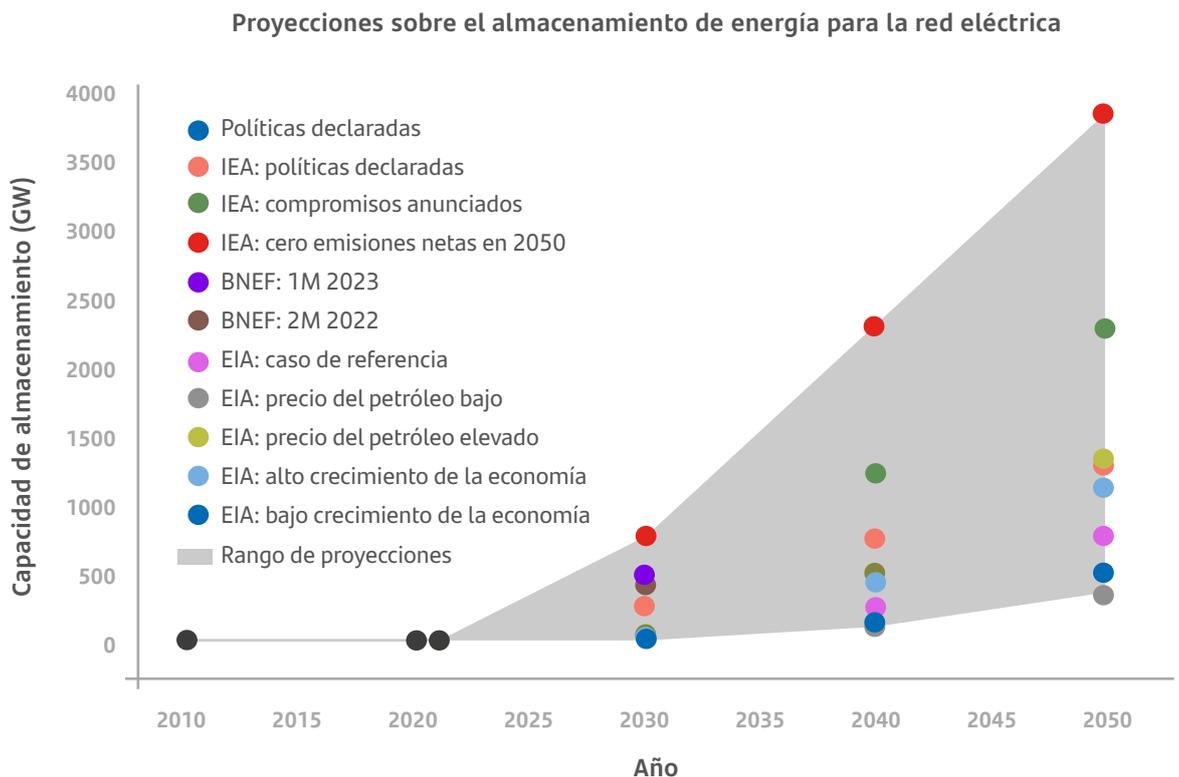
Figura 2. Clasificación de las tecnologías de almacenamiento de energía en función de sus costes de capital de potencia y de energía y sus aplicaciones en la red.



En 2022, la **capacidad mundial instalada de almacenamiento estacionario de energía** ascendió a 177 GW y 777 GWh<sup>12</sup>, la cual es relativamente pequeña si se compara con la capacidad global de generación eléctrica instalada (8.185 GW) y la generación de electricidad anual en 2021 (28.333 x 103 GWh)<sup>13</sup>. Gran parte de la capacidad de almacenamiento de energía instalada en la actualidad la constituyen **instalaciones hidroeléctricas de almacenamiento por bombeo**. Se trata de una forma de almacenamiento de energía mecánica en la que el agua se bombea a un embalse elevado durante la fase de carga y se libera en un embalse inferior durante la de descarga. Sin embargo, con la excepción de China, el despliegue de instalaciones hidroeléctricas de almacenamiento por bombeo, que suelen tener una duración mínima de doce horas, se ha ralentizado en muchas regiones en las que ya se ha instalado una capacidad significativa, por ejemplo Estados Unidos.

Esto se debe a problemas relacionados con la ubicación, el elevado coste inicial, la competencia con la generación flexible de electricidad a partir de gas natural barato y su tamaño poco flexible en comparación con las nuevas tecnologías modulares de almacenamiento con baterías, como las de ion de litio<sup>7</sup>. Con todo, según aumenta la proporción de generación de ERV en las redes eléctricas, está resurgiendo el interés por las instalaciones hidroeléctricas de almacenamiento por bombeo, así como por otras tecnologías de almacenamiento de energía, en especial la implementación de almacenamiento de corta duración con baterías. La atención que **despierta el almacenamiento de energía** para aplicaciones en la red, que cada vez es mayor, se refleja en las **proyecciones que han hecho varias organizaciones sobre el despliegue de la capacidad de almacenamiento de energía** en las próximas dos o tres décadas, como se ilustra en la **figura 3**.

**Figura 3. Rango de proyecciones para la capacidad de almacenamiento de energía para la red en las próximas dos o tres décadas.**



Fuentes de los datos: escenarios del *World Energy Outlook 2022* de la Agencia Internacional de la Energía (IEA), escenarios del *International Energy Outlook 2021* de la Administración de Información Energética de Estados Unidos (EIA) y proyecciones de Bloomberg New Energy Finance (BNEF) para la segunda mitad de 2022 (2M 2022) y la primera mitad de 2023 (1M 2023).

## 03

## Propuesta de valor del almacenamiento de corta duración para sus aplicaciones en la red

### Las aplicaciones y el valor del almacenamiento de corta duración en los sistemas de alta tensión

En la última década, **el coste del almacenamiento con baterías de ion de litio** ha disminuido de manera considerable. Eso ha facilitado que su implantación en el mercado vaya más allá de su uso en la electrónica de consumo, los vehículos eléctricos y las aplicaciones estacionarias (sector energético). En el sector energético, el almacenamiento con baterías de ion de litio se utiliza para varios usos finales, que van desde aplicaciones en el lado de la demanda hasta los sistemas de alta tensión, que incluyen usos como la **regulación de frecuencia** y el apoyo a la integración de la ERV. En todas las regiones, el rápido crecimiento de la generación de ERV en muchas redes eléctricas está acelerando el despliegue del almacenamiento con baterías para apoyar la integración. Por ejemplo, en Estados Unidos las instalaciones de almacenamiento con baterías a gran escala se han más que triplicado, pasando de 1,4 GW en 2020 a 4,6 GW a finales de 2021<sup>14</sup>.

La función de arbitraje energético que tiene el almacenamiento de energía impulsa su valor económico, al reducir los costes operativos y de capital del sistema eléctrico. La **figura 4** ilustra cómo se espera que cambie el valor económico de las instalaciones de almacenamiento de energía con baterías de ion de litio según el contexto de la red, el nivel de generación de ERV y el grado de implantación del almacenamiento. En general, el valor **económico del almacenamiento de energía aumenta si lo hace la generación de ERV**, porque el almacenamiento permite diferir el suministro de electricidad procedente de ERV, que depende de las condiciones meteorológicas, para adaptarse a los patrones temporales de la demanda eléctrica. De este modo, el despliegue del almacenamiento de energía aumenta la utilización de la capacidad de generación de ERV y, por lo tanto, reduce la inversión total en capacidad de ERV necesaria para conseguir un objetivo de descarbonización determinado. Este efecto de sustitución de la capacidad que tiene el almacenamiento de energía es fundamental para su valor económico, pero en la práctica su aplicación también dependerá de cómo se trate el almacenamiento de energía en los mecanismos de pago por capacidad (mercados de capacidad) de los mercados eléctricos regionales. Fuera de los mercados eléctricos, los desarrolladores y los servicios públicos integrados en los mercados regulados pueden captar implícitamente el valor de la sustitución de la capacidad mediante el **desarrollo integrado de proyectos eólicos, solares y de almacenamiento de energía**.

Las últimas tendencias confirman la percepción de que tal vez este sea el método preferido para monetizar el valor de la sustitución de la capacidad que tiene el almacenamiento; por ejemplo, en Estados Unidos, a finales de 2022 más de 450 GW de capacidad solar en diversas etapas del proceso de interconexión de la red eran **proyectos híbridos** que implicaban la implantación de almacenamiento cubicado<sup>15</sup>.

La **figura 4** también evidencia que el **valor del almacenamiento no solo depende del nivel de generación de ERV, sino de su composición**, es decir, de la contribución de las energías eólica y solar, que está condicionada por los costes relativos de ambas tecnologías y la disponibilidad de recursos en la región. Aunque los costes de capital (\$/kW de capacidad nominal) de la energía solar fotovoltaica suelen ser menores que los de los generadores eólicos, tanto terrestres como marinos, su disponibilidad de recursos, medida por el factor de capacidad métrico<sup>iii</sup>, tiende a ser menor en muchas regiones (por ejemplo, el noreste y la costa del golfo de Estados Unidos, Europa, el sur de India). Esto significa que, si se quiere que sea **rentable, la cartera de generación de ERV para la descarbonización de la red variará de una región a otra**. En este contexto, el valor del almacenamiento suele ser mayor en los sistemas eléctricos en los que predomina la energía solar o la eólica (por ejemplo, un sistema similar al de Nueva Inglaterra en la **figura 4**) que en los sistemas con recursos solares y eólicos de alta calidad (por ejemplo, un sistema similar al de Texas en la **figura 4**<sup>iv</sup>). Además, la naturaleza diurna de la energía solar genera fuertes sinergias con el almacenamiento con baterías de ion de litio, que es idóneo para aplicaciones de almacenamiento intradiario, como ya se ha señalado.

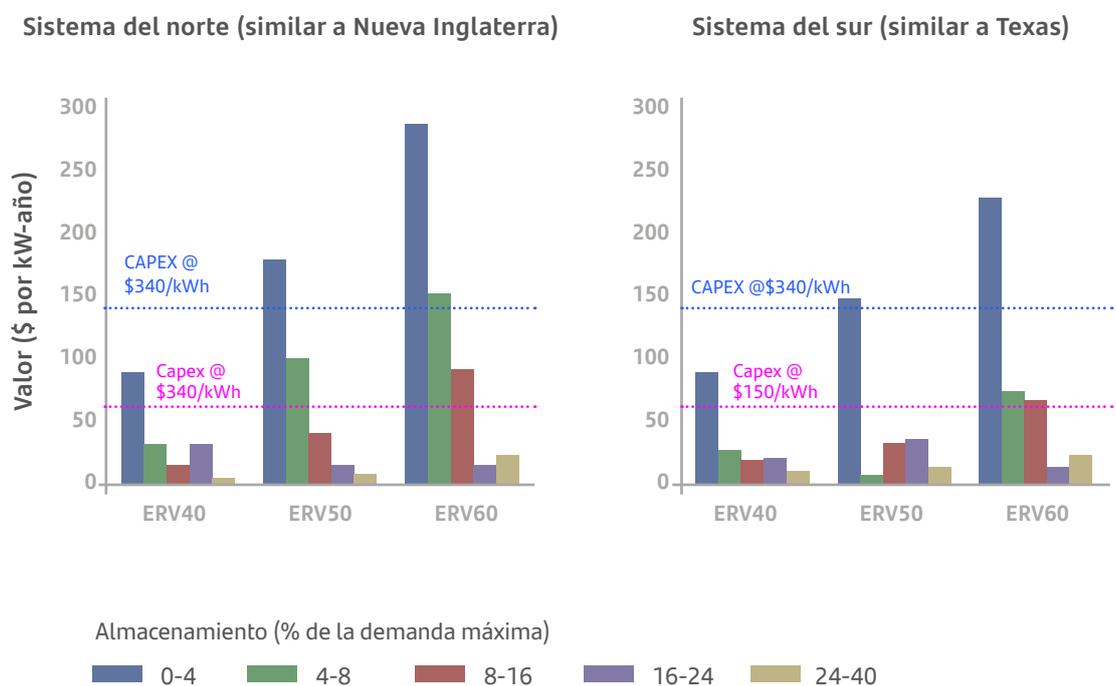
Al igual que sucede con otros recursos del sistema eléctrico, como la energía solar, el valor del **sistema de almacenamiento** disminuye con el aumento de la penetración del almacenamiento, debido a una competencia cada vez mayor por un número limitado de oportunidades de arbitraje energético (como se muestra en la **Figura 4**). Si bien el crecimiento de la generación de ERV frena parcialmente este fenómeno, este indica la importancia de seguir reduciendo el coste de las tecnologías de almacenamiento de energía para permitir que su implantación a gran escala sea rentable (es decir, que el valor sea mayor que el coste) y así fomentar la integración de la ERV y la descarbonización de la red.

- iii El **factor de capacidad** es la ratio entre la producción de energía media anual (kWhAC) de una planta de generación de energía y la producción teórica de energía máxima anual de una planta, suponiendo que funciona a su capacidad nominal máxima cada hora del año. Los valores típicos de las instalaciones fotovoltaicas a gran escala en las mejores ubicaciones suelen ser mayores del 20%, mientras que en el caso de la energía eólica, el valor típico en las mejores ubicaciones podría ser superior al 40%. A modo de contexto, en Estados Unidos, en 2020 el factor de capacidad medio del parque de centrales eléctricas de ciclo combinado de gas natural fue del 57%.
- iv Otras regiones fuera de Estados Unidos con características similares al sistema de Texas que aparece en la figura 4 son Chile, el sur de Australia y algunas partes de India. Entre las regiones no estadounidenses con características similares al sistema de Nueva Inglaterra están Reino Unido, Irlanda y algunas partes del norte de Europa.

En este contexto, es importante reconocer que el valor económico de los servicios de arbitraje que proporciona el almacenamiento para apoyar la integración de la ERV puede verse afectado negativamente por otras tendencias que afectan a los sistemas eléctricos. Un factor son las reducciones previstas en los costes de capital de la ERV, sobre todo en la energía solar, que podrían reducir el valor del almacenamiento obtenido gracias al diferimiento de la capacidad de la ERV. Un segundo factor es el creciente interés de los reguladores, los servicios públicos y otras empresas por el uso de los recursos en el lado de la demanda para equilibrar el sistema energético. En concreto, tal vez sea plausible prestar los mismos servicios que proporciona el almacenamiento de energía de corta duración con baterías de ión de litio si se modifica el momento en el que se consume la electricidad; en el caso de la carga de vehículos eléctricos, por ejemplo, retrasando la carga de la tarde al mediodía o la noche, cuando la demanda de electricidad es baja<sup>16,17</sup>.

Cuando se trata del arbitraje energético, esta **flexibilidad en el lado de la demanda compite directamente, en el lado de la oferta**, con el despliegue del almacenamiento con baterías de ion de litio y, por lo tanto, podría reducir su implementación. Desde una perspectiva social, esto puede ser bueno para reducir las exigencias materiales que implica la descarbonización de la red y el coste general del sistema eléctrico, porque en lugar de invertir en activos físicos se incentivan activos "virtuales" con un coste potencialmente menor (por ejemplo, reunir a clientes que están dispuestos a cambiar su consumo en función de las necesidades de la red). Un tercer factor es el **alcance de la expansión de la transmisión interregional** que permite aprovechar las diferencias espaciales en el suministro de ERV con el fin de gestionar su variabilidad temporal. La expansión de la transmisión puede reducir el coste de la descarbonización del sistema de alta tensión, porque reduce la inversión en la generación de ERV y la capacidad de almacenamiento de energía<sup>18</sup>.

Figura 4. El valor económico marginal del almacenamiento de energía en relación con el grado de despliegue del almacenamiento (como % de la demanda máxima) y el nivel de generación de energía renovable variable (ERV) en dos sistemas eléctricos cuya demanda y recursos de ERV tienen características similares a las regiones de Nueva Inglaterra (norte) y Texas (sur), respectivamente.



Las etiquetas ERV40, ERV50 y ERV60 se refieren a escenarios modelizados con un 40%, 50% y 60% de la generación total de energía proporcionada por recursos de ERV. Las líneas horizontales azules y moradas corresponden al coste de capital anualizado por kW de almacenamiento con baterías de 4 horas de duración, que se basa en el coste típico actual y en las proyecciones de costes futuros. Estos costes anualizados se calculan a partir de los costes de capital instalados, considerando una vida útil de 15 años y una tasa de descuento del 8,1%. Los costes de capital no influyen en el cálculo del valor del almacenamiento estimado, sino que proporcionan un punto de comparación con las estimaciones presentada sobre el valor del almacenamiento.

## Oportunidades para el almacenamiento de corta duración en las redes de distribución

Además de su despliegue en el sistema de alta tensión, la modularidad del almacenamiento de energía posibilita su utilización en las redes de distribución eléctrica, desde la subestación hasta el punto de consumo, con el fin de **mejorar la eficiencia de uso, el coste y la fiabilidad de las infraestructuras**. El despliegue de los llamados activos de **almacenamiento a nivel de distribución** (DLS, por sus siglas en inglés) puede proporcionar los mismos servicios que otros recursos eléctricos más centralizados —entre ellos el almacenamiento de energía a gran escala—, y hacerlo en los puntos de la red eléctrica en que resulta más valioso. Si se sitúa en los lugares adecuados y funciona en el momento oportuno, el DLS pueden aportar más “valor de localización”<sup>v</sup> que los recursos centralizados. Sin embargo, suele costar más por unidad que sus equivalentes centralizados, debido a las economías de escala unitaria<sup>3</sup>.

En general, hay tres servicios eléctricos principales que tienen valor de localización: la energía eléctrica, la capacidad de la red (o alternativas a ella “sin cables”) y una fiabilidad o resiliencia mejorada<sup>3,19</sup>. En concreto, el DLS puede aportar valor de localización en las redes de distribución a) **complementando otros recursos energéticos distribuidos** (por ejemplo, la energía fotovoltaica en los tejados) para proporcionar energía en zonas con elevadas pérdidas marginales de energía asociadas al suministro procedente del sistema de alta tensión, b) suministrando energía local para **reducir los picos de consumo eléctrico**, como hemos visto con el sistema de alta tensión, en zonas de la red de distribución que, de otro modo, requerirían mejoras en la red, y c) suministrando energía para satisfacer la demanda durante las **interrupciones en la red**<sup>19</sup>.

A escala global, es probable que las tendencias de electrificación relacionadas con la **adopción de los vehículos eléctricos y los sistemas de calefacción, de ventilación y de aire acondicionado electrificados provoquen un aumento de los picos de consumo eléctrico** que requerirá una mayor inversión en las redes de distribución. Por ejemplo, la Agencia Internacional de la Energía estadounidense prevé que en 2030 la inversión anual en las redes haya aumentado más de un 200% respecto a 2020<sup>20</sup>. El despliegue de DLS puede contribuir a aplazar una parte de esta inversión, al aprovechar su función de arbitraje energético. Por ejemplo, el despliegue de DLS con estaciones de recarga de alta potencia para vehículos eléctricos puede disminuir la cantidad de electricidad procedente del sistema de alta tensión durante los periodos de demanda pico, y reducir así el tamaño de los cables y la capacidad de las subestaciones que dan servicio a esas estaciones<sup>17,21</sup>.

v El concepto de “valor de localización” se refiere al hecho de que el mismo activo implementado en dos ubicaciones diferentes de la red eléctrica puede proporcionar un valor económico distinto (es decir, un ahorro) al sistema, debido a las características físicas de la red en cada ubicación (por ejemplo, las diferentes pérdidas marginales de energía, los límites de capacidad de los componentes de la red).

Existen aplicaciones similares en los entornos urbanos de muchos mercados emergentes con climas cálidos y húmedos (por ejemplo, India o Indonesia), en los que se prevé que el principal factor del crecimiento de la demanda sea el aire acondicionado y no la recarga de vehículos eléctricos<sup>22</sup>. En este contexto geográfico, la combinación de unos costes de financiación elevados y unas redes de distribución urbana más congestionadas que las de las economías de ingresos altos (por ejemplo, la de Estados Unidos) hace que, en la actualidad, el uso del DLS como alternativa sin cables que permite posponer la costosa mejora de la red de distribución resulte económicamente atractivo<sup>7,23</sup>.

Otro factor que impulsa la adopción del DLS es la **mejora del acceso a la energía en los países de renta baja** con sistemas de alta tensión que hasta ahora han sido poco fiables. En estas situaciones, en las que el suministro de la red es limitado, bien sea por la capacidad de generación disponible y/o por problemas de alcance y acceso a la red (por ejemplo, en el África subsahariana y zonas rurales de India), las minirredes autónomas y los sistemas solares domésticos con almacenamiento de energía pueden constituir una manera alternativa y respetuosa con el medioambiente de suministrar electricidad, que además mejore el acceso a la energía. La viabilidad económica de estas aplicaciones dependerá de la naturaleza de los problemas de fiabilidad a los que se enfrente el sistema de alta tensión (por ejemplo, la previsibilidad y la frecuencia de las interrupciones) y puede ser transitoria, dado que los Gobiernos y los reguladores de estas regiones apuestan cada vez más por mejorar la fiabilidad de toda la red.

## 04

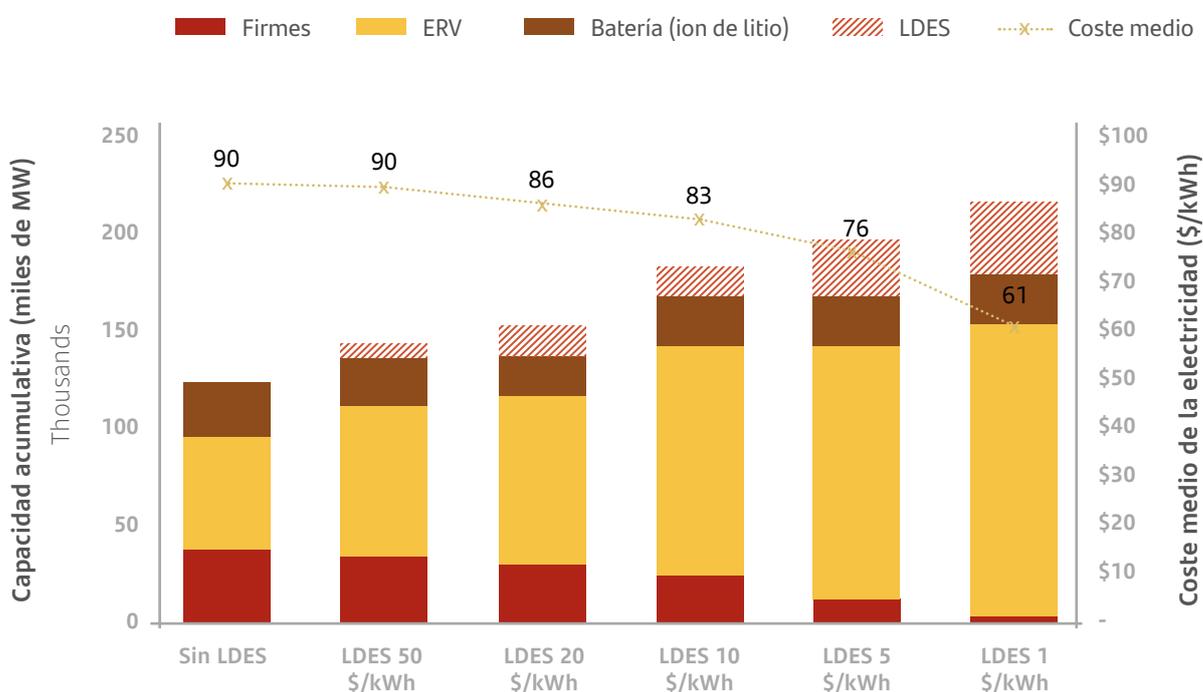
## Oportunidades para las incipientes tecnologías de almacenamiento de energía de larga duración

Los sistemas eléctricos que cuentan con un alto porcentaje de generación de ERV **deben gestionar sus fluctuaciones en varias escalas temporales**. Por ejemplo las variaciones en la producción a lo largo de un día, varios días y quizás incluso semanas. Como muestra la **Figura 1**, la intermitencia del suministro de ERV, así como el hecho de que la demanda eléctrica dependa cada vez más de las condiciones meteorológicas, suponen un problema creciente para equilibrar la oferta y la demanda en escenarios con altos niveles de electrificación. Los sistemas de almacenamiento con baterías de ion de litio, cuyos costes se han reducido significativamente en las dos últimas décadas, son idóneos para el almacenamiento de energía de corta duración debido a sus costes de capital de la energía relativamente bajos (unos 240 \$/kW en 2021, según una estimación<sup>24</sup>) y a una eficiencia de ida y vuelta relativamente alta (en torno al 85%). Sin embargo, el coste de capital de la energía, que en la actualidad es de unos 250-300 \$/kWh<sup>24</sup>, hace que no sean rentables para instalaciones de almacenamiento de energía cuya duración nominal sea superior a entre 4 y 6 horas<sup>25</sup>. Además, es probable que en el futuro la evolución del coste del almacenamiento con baterías de ion de litio se vea limitado por el precio de los materiales utilizados<sup>26</sup>, puesto que los costes de capital de la energía previstos para 2050 están entre 70 y 110 \$/kWh<sup>7,8,10,24</sup>. En este contexto, varios estudios han señalado que las tecnologías de **LDES cuyo coste de capacidad de almacenamiento de energía sea menor y permitan un despliegue con una mayor duración de almacenamiento, podrían ser fundamentales para la descarbonización rentable del sistema eléctrico**.

Algunos estudios de modelización previos cuyo fin era caracterizar los objetivos de coste y rendimiento de las tecnologías de LDES han demostrado que los sistemas de LDES necesitan alcanzar costes de capital de la energía inferiores a 50 \$/kWh e, idealmente, cercanos o inferiores a 20 \$/kWh<sup>7,27,28</sup> para que su despliegue como parte de sistemas eléctricos descarbonizados y dominados por la ERV resulte rentable (véase la **figura 5**). Aunque el almacenamiento de energía con baterías de ion de litio no es adecuado para el despliegue de LDES en sistemas eléctricos descarbonizados, hay muchas tecnologías nuevas de almacenamiento electroquímico, térmico, mecánico y químico que podrían conseguir estos objetivos de costes. Algunos ejemplos notables son: **a) las baterías de flujo redox, b) las baterías de metal-aire, c) el almacenamiento de hidrógeno y d) el almacenamiento de energía térmica**. Estas tecnologías de LDES presentan, respecto al almacenamiento con baterías de ion de litio, la posibilidad de lograr costes de capacidad de energía menores, aunque con mayores costes de capacidad de potencia y una eficiencia general de ida y vuelta menor. Al mismo tiempo, las tecnologías de LDES no son las más adecuadas para el arbitraje energético intradiario, debido al alto coste de la energía y su baja eficiencia de ida y vuelta, lo que significa que lo más **probable es que complementen, no que sustituyan, el almacenamiento con baterías de ion de litio en los sistemas de alta tensión**.

Desde el punto de vista del diseño tecnológico, el **coste de capital del LDES** es el principal factor que determina su valor económico para el sistema eléctrico, seguido de su **eficiencia de descarga**, lo que implica que probablemente los esfuerzos de las tecnologías incipientes por mejorar estas características reporten los mayores beneficios económicos. Además, algunos estudios sugieren que el funcionamiento óptimo del LDES en redes descarbonizadas posiblemente implique largos tiempos de carga seguidos de inyecciones más rápidas de electricidad en la red durante los periodos de baja disponibilidad de ERV<sup>9</sup>. Así pues, los sistemas de LDES cuyas tasas de potencia de carga y de potencia de descarga pueden dimensionarse de manera independiente, como es el caso de la mayoría de las tecnologías de almacenamiento térmico y químico y algunas de almacenamiento mecánico, pueden tener una ventaja respecto a los sistemas sin esta característica (por ejemplo, la mayoría de las tecnologías de almacenamiento electroquímico).

**Figura 5. Representación del efecto que tienen la disponibilidad de la tecnología de LDES y el coste de capital de la energía en el mix de capacidades de un sistema eléctrico descarbonizado (eje y de la izquierda) y el coste (eje y de la derecha).**



Los resultados se han adaptado a partir de un estudio de modelización de un sistema eléctrico descarbonizado con unas características de demanda y recursos de ERV similares a las de la región de Nueva Inglaterra en Estados Unidos, teniendo en cuenta la previsión del coste de la tecnología en 2050<sup>9</sup>. Los recursos "firmes" se refieren a generadores despachables bajos en carbono e incluyen la generación con combustibles fósiles y nuclear con tecnologías de captura de carbono previas y posteriores a la combustión.

Los estudios que modelizan la inversión y el funcionamiento del LDES como parte de sistemas eléctricos descarbonizados y de coste optimizado<sup>7,9,29</sup> muestran que el **valor de estas tecnologías aumenta cuando los requisitos de descarbonización de la red son más estrictos y la dependencia de la generación de ERV es mayor**. En este contexto, la adopción de tecnologías de LDES con un bajo coste de capital de la energía puede disminuir el coste medio de la electricidad en el sistema, al reducir la necesidad de generación despachable (por ejemplo, generadores basados en combustibles o energía nuclear) y las limitaciones de la ERV (véase la **figura 5**). Es probable que la disponibilidad de centrales eléctricas con costes operativos elevados y bajos costes de capital que complementen el bajo coste de capital y el elevado coste operativo de las tecnologías de ERV reduzca el valor de las tecnologías de LDES por lo que respecta al equilibrio del sistema. Las centrales eléctricas basadas en combustibles fósiles sin captura y almacenamiento de carbono (CAC) y las que se alimentan con hidrógeno bajo en carbono son dos ejemplos destacables de generadores con elevados costes operativos y costes de capital bajos. Mientras la normativa que regula las emisiones de CO<sub>2</sub> permita su utilización, las centrales eléctricas de combustibles fósiles, en concreto los activos de gas natural existentes que están respaldados por la actual infraestructura de almacenamiento y transporte de gas natural, competirán directamente con las tecnologías de LDES para satisfacer los requisitos de compensación de varios días que tienen los sistemas eléctricos con una elevada cuota de generación de ERV. Esto sugiere que **los factores de mercado pueden no ser suficientes, por sí solos, para incentivar la implantación a gran escala de tecnologías de LDES, y que tal vez sean necesarias actuaciones más específicas**. Entre ellas, el apoyo público a la investigación y el desarrollo del LDES y a proyectos piloto que faciliten que estas tecnologías estén disponibles a tiempo para cumplir los objetivos climáticos regionales y globales. El interés cada vez mayor de las empresas por ajustar su consumo de energía al suministro de energías renovables las 24 horas del día, los 7 días de la semana, podría favorecer la ampliación de las tecnologías de LDES. Como también podría hacerlo la aparición de normativas regionales para el despliegue de sistemas de almacenamiento (por ejemplo, la exigencia de almacenar energía en California), así como políticas para subvencionar el coste de adoptar la tecnología de LDES (por ejemplo, en Estados Unidos, los créditos fiscales a la inversión en virtud de la Ley de Reducción de la Inflación de 2022).

Entre las opciones tecnológicas de LDES, los candidatos químicos para el almacenamiento de energía, como el **hidrógeno**, y los portadores de energía derivados (por ejemplo, el metano y el amoníaco) pueden lograr costes de capital de la energía muy bajos<sup>29-31</sup> y explotar de manera excepcional las fuentes de ingresos adicionales, debido al valor del medio de almacenamiento subyacente en la descarbonización de otros sectores finales<sup>31-33</sup>.

En concreto, la producción de hidrógeno basada en la electricidad podría proporcionar un importante recurso energético flexible en el lado de la demanda que podría fomentar la integración de la ERV en el sector energético, al tiempo que también se utiliza para sustituir el uso de combustibles fósiles en las aplicaciones finales difíciles de electrificar (por ejemplo, el transporte pesado, el calor industrial a alta temperatura). Este enfoque, el de **utilizar H<sub>2</sub> para compensar el sistema eléctrico**, es potencialmente más convincente que su utilización "convencional" como una tecnología únicamente de LDES (es decir, "power to H<sub>2</sub> to power" y sin el uso de H<sub>2</sub> fuera del sector eléctrico), porque esto último implica gastos de capital adicionales y otras pérdidas de energía asociadas a la etapa de conversión del H<sub>2</sub> en electricidad. En cualquier caso, la utilización de H<sub>2</sub> para compensar el sistema eléctrico **requiere reducciones de costes mayores y la ampliación de las tecnologías de electrólisis** que utilizan electricidad para dividir el agua y producir H<sub>2</sub>, unas tecnologías que en 2021 supusieron menos del 1% de la producción mundial de H<sub>2</sub>, que fue de 94 millones de toneladas<sup>34</sup>.

Las **tecnologías de almacenamiento de energía térmica**, que hasta ahora se han implantado comercialmente para mejorar la utilización de la capacidad de las centrales termosolares, suponen en un futuro próximo una oportunidad única para **reutilizar los equipos de generación de energía de las centrales eléctricas existentes que se alimentan de combustibles fósiles**. En concreto, el almacenamiento de energía térmica, junto con calentadores resistivos o bombas de calor que toman electricidad de la red para cargar el medio de almacenamiento térmico (por ejemplo, sales fundidas) y un intercambiador de calor, pueden sustituir a una caldera alimentada con combustibles fósiles a la hora de generar vapor que impulse el ciclo de potencia en los periodos de descarga. Los ciclos Rankine de vapor, que son el mecanismo que genera energía en las centrales térmicas de carbón, alcanzan temperaturas máximas de unos 600°C y un rendimiento térmico de la central del 30-45%. Las sales fundidas que se están considerando para el almacenamiento de energía térmica pueden proporcionar calor a una temperatura máxima de unos 550°C. Estos conceptos, que se están estudiando para su implantación en Estados Unidos, podrían ser más valiosos en regiones del mundo donde el parque de centrales eléctricas de carbón sea mayor, esté infrutilizado y sea relativamente nuevo (por ejemplo, India, Indonesia y Vietnam). Al reutilizar las centrales de carbón existentes en comunidades con una carga desproporcionada y que están económicamente vinculadas a la industria del carbón, la adaptación del almacenamiento de energía térmica también ofrece el beneficio socioeconómico de mantener los puestos de trabajo en las centrales eléctricas y los ingresos locales, **apoyando así una transición energética más justa**.

## Hoja de ruta para actuaciones futuras

Las tecnologías de almacenamiento de energía desempeñarán un papel crucial en la descarbonización rentable del sector eléctrico, fomentando así una electrificación beneficiosa del uso final que permita la descarbonización de toda la economía. La composición óptima, desde el punto de vista de la rentabilidad, y la función de las tecnologías de almacenamiento dependerán de varios factores geográficos, tecnológicos y regulatorios, en particular de: a) la composición y la dependencia de la generación de ERV para la descarbonización de la red, b) los patrones temporales del consumo eléctrico, y c) la disponibilidad de los distintos recursos existentes, tanto del lado de la oferta como de la demanda, para apoyar la compensación del sistema en múltiples escalas temporales.

Aunque en la actualidad la mayoría de las tecnologías de almacenamiento de energía que se implementan son sistemas de almacenamiento hidroeléctrico por bombeo, es probable que en el futuro el crecimiento proceda de una amplia gama de tecnologías, **empezando por el despliegue del almacenamiento con baterías de ion de litio** que ya se utiliza hoy en día.

La diversidad de las tecnologías de almacenamiento de energía y el acoplamiento intertemporal que introducen en el funcionamiento del sistema eléctrico tienen dos consecuencias importantes.

En primer lugar, las **evaluaciones económicas simplistas** de las tecnologías de almacenamiento de energía que no consideran adecuadamente sus interacciones dinámicas con el sistema eléctrico, sino que utilizan un perfil de despacho estático o simplificado, **pueden llevar a conclusiones erróneas sobre la competitividad relativa de las distintas tecnologías.**

- En cambio, un análisis del sistema basado, por ejemplo, en la utilización de modelos de despacho del sistema eléctrico o de expansión de la capacidad, aportaría a una visión más holística y matizada de la competitividad económica de las tecnologías alternativas de almacenamiento de energía y su interacción con otros recursos de la red.



En segundo lugar, el **despliegue óptimo del almacenamiento de energía en términos de rentabilidad no puede reducirse a principios económicos simplistas**, por ejemplo el despacho por orden de mérito (es decir, clasificar las fuentes de energía por su coste y utilizar primero la más barata), como se observa en el caso del despliegue de generadores eléctricos con un nivel óptimo de rentabilidad, lo que aumenta la complejidad del funcionamiento y la planificación de los sistemas eléctricos que cuentan con una implantación significativa de almacenamiento. Esta complejidad se ve exacerbada cuando se tienen en cuenta la incertidumbre y la variabilidad interanual de la generación de ERV y del consumo de electricidad.

- Por lo tanto, serán necesarias herramientas de *software* avanzadas para a) planificar y hacer funcionar los sistemas eléctricos teniendo en cuenta el papel del almacenamiento, y b) el uso eficiente de los activos de almacenamiento de energía. Esta innovación de *software*, que supondrá un mecanismo clave para maximizar el valor de las inversiones en *hardware* que se hagan en tecnologías de almacenamiento de energía, está atrayendo cada vez más la atención de los reguladores, los inversores y los Gobiernos.

# Referencias

1. Lazard (2018). *Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis - Version 12.0*.
2. Feldman, D., Fu, R., & Margolis, R. (2018). *U.S. Solar Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2018*.
3. Burger, S., Jenkins, J.D., Huntington, S.C., & Perez-Arriaga, I.J. (2019). *Why Distributed? A critical Review of the Tradeoffs Between Centralized and Decentralized Resources*. IEEE Power and Energy Magazine, 16-24.
4. IPCC. (2018). *Global Warming of 1.5°C. An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C above preindustrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change*. V. Masson-Delmotte, H.-O. P. P. Zhai, D. Roberts, J. Skea, P. R. Shukla, A. Pirani, W. Moufouma-Okia, C. Péan, R. Pidcock, S. Connors, et al., Eds.
5. Haley, B., Jones, R., Kwok, G., & Williams, J.H. (2018). *Deep Decarbonization in the Northeastern United States and Expanded Coordination with Hydro-Québec*. Sustainable Development Solutions Network.
6. Administración de Información Energética de Estados Unidos (2020). *U.S. Battery Storage Market Trends*. U.S. Energy Information Administration.
7. MIT Energy Initiative (2022). *The Future of Energy Storage*. Massachusetts Institute of Technology.
8. Hawkes, A., Melchior, S., Schmidt, O., & Staffell, I. (2019). *Projecting the Future Levelized Cost of Electricity Storage Technologies*. Joule 3, 81-100.
9. Edington, A., Jenkins, J.D., Lester, R.K., Mallapragada, D.S., & Sepulveda, N.A., (2021). *The design space for long-duration energy storage in decarbonized power systems*. Nature Energy 6, 506-516.
10. Baldwin, S.F., Eichman, J., Hunter, C.A., Penev, M.M., Reznicek, E.P., & Rustagi, N. (2021). *Techno-economic analysis of long-duration energy storage and flexible power generation technologies to support high-variable renewable energy grids*. Joule 5, 2077-2101. 10.1016/j.joule.2021.06.018.
11. Albertus, P., Litzelman, S. & Manser, J.S. (2020). *Long-Duration Electricity Storage Applications, Economics, and Technologies*. Joule 4, 21-32. 10.1016/j.joule.2019.11.009.
12. Sandia National Laboratories DOE Global Energy Storage Database. <https://sandia.gov/ess-ssl/gesdb/public/statistics.html>.
13. Agencia Internacional de la Energía (2022). *World Energy Outlook 2022*. International Energy Agency.

# Referencias

14. Administración de Información Energética de Estados Unidos (2022). Battery systems on the U.S. power grid are increasingly used to respond to price. <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=53199>.
15. Gorman, W., Jeong S., Kemp, J., Rand, J., Seel, J., Strauss, R., Robson, D., & Wiser, R. (2023). *Queued Up: Characteristics of Power Plants Seeking Transmission Interconnection as of the end of 2022*. Lawrence Berkeley National Laboratory.
16. Azevedo, I.M.L., Cezar, G.V., Min, L., Powell, S., & Rajagopal, R. (2022). *Charging infrastructure access and operation to reduce the grid impacts of deep electric vehicle adoption*. *Nat Energy* 7, 932–945. 10.1038/s41560-022-01105-7
17. Anwar, M.B., Bush, B., Denholm, P., Hale, E., Jadun, P., Ma, O., Muratori, M., & Podkaminer, K. (2022). *Assessing the value of electric vehicle managed charging: a review of methodologies and results*. *Energy Environ. Sci.* 15, 466–498. 10.1039/D1EE02206G.
18. Botterud, A. & Brown, P.R. (2020). *The Value of Inter-Regional Coordination and Transmission in Decarbonizing the US Electricity System*. *Joule*. 10.1016/j.joule.2020.11.013.
19. Instituto Tecnológico de Massachusetts (2016). *Utility of the Future: An MIT Energy Initiative response to an industry in transition*. Massachusetts Institute of Technology.
20. Agencia Internacional de la Energía (2021). *Net Zero by 2050: A Roadmap for the Global Energy Sector*. International Energy Agency.
21. Mallapragada, D.S & Mowry, A.M. (2021). *Grid impacts of highway electric vehicle charging and role for mitigation via energy storage*. *Energy Policy* 157, 112508. 10.1016/J.ENPOL.2021.112508.
22. Alsup, M., Barbar, M., Mallapragada, D.S., & Stoner, R. (2021). *Scenarios of future Indian electricity demand accounting for space cooling and electric vehicle adoption*. *Scientific Data*, 8, 1–11, 10.1038/s41597-021-00951-6.
23. Barbar, M., Mallapragada, D.S., and Stoner, R. (2022). *Decision making under uncertainty for deploying battery storage as a non-wire alternative in distribution networks*. *Energy Strategy Reviews* 41, 100862. 10.1016/j.esr.2022.100862.
24. Laboratorio Nacional de Energía (2022). *Annual Technology Baseline*. <https://atb.nrel.gov/electricity/2022/data>.

# Referencias

25. Lazard (2023). *Levelized Cost Of Energy, Levelized Cost Of Storage, and Levelized Cost Of Hydrogen 2021*. <https://www.lazard.com/research-insights/levelizedcost-of-energy-levelized-cost-of-storageand-levelized-cost-of-hydrogen-2021/>.
26. Chiang, Y.-M., Green, W.H., Hsieh, I.-Y.L., & Pan, M.S. (2019). *Learning only buys you so much: Practical limits on battery price reduction*. *Applied Energy* 239, 218–224. 10.1016/j.apenergy.2019.01.138.
27. ARPA-E (2018). *Duration Addition to electricity Storage (DAYS) Overview*. Advanced Research Project Agency Energy, U.S. Department of Energy.
28. Chiang, Y.-M., Ferrara, M., Pereira, G.D., Mueller, J.M., Song, J., Trancik, J.E. & Ziegler, M.S. (2019). *Storage Requirements and Costs of Shaping Renewable Energy Toward Grid Decarbonization*. *Joule* 3, 2134–2153. 10.1016/j.joule.2019.06.012.
29. Denholm, P., Eichman, J., Guerra, O.J., Hodge, B.M., Kurtz, J. & Zhang, J. (2020). *The value of seasonal energy storage technologies for the integration of wind and solar power*. *Energy Environ. Sci.* 13, 1909–1922. 10.1039/D0EE00771D.
30. Denholm, P., Eichman, J., & Guerra, O.J. (2021). *Optimal energy storage portfolio for high and ultrahigh carbon-free and renewable power systems*. *Energy Environ. Sci.* 14, 5132–5146. 10.1039/D1EE01835C.
31. Boardman, R., Connelly, E., Elgowainy, A., Gilroy, N., Jadun, P., Ruth, M., Simon, A.J., & Zuboy, J. (2020). *The Technical and Economic Potential of the H2@Scale Concept within the United State*. National Renewable Energy Laboratory.
32. Brown, T., Greiner, M., Kies, A., Schlachtberger, D. & Schramm, S. (2018). *Synergies of sector coupling and transmission reinforcement in a costoptimised, highly renewable European energy system*. *Energy* 160, 720–739. 10.1016/j.energy.2018.06.222.
33. Bose, A., Gençer, E., He, G., Heuberger-Austin, C.F. & Mallapragada, D.S. (2021). *Sector coupling via hydrogen to lower the cost of energy system decarbonization*. *Energy & Environmental Science* 14, 4635–4646. 10.1039/D1EE00627D.
34. Agencia Internacional de la Energía (2022). *Global Hydrogen Review 2022*. International Energy Agency.

esade

Santander X Innovation  
Xperts

[www.santander.com/santander-x-innovation-xperts-es](http://www.santander.com/santander-x-innovation-xperts-es)

By  Santander