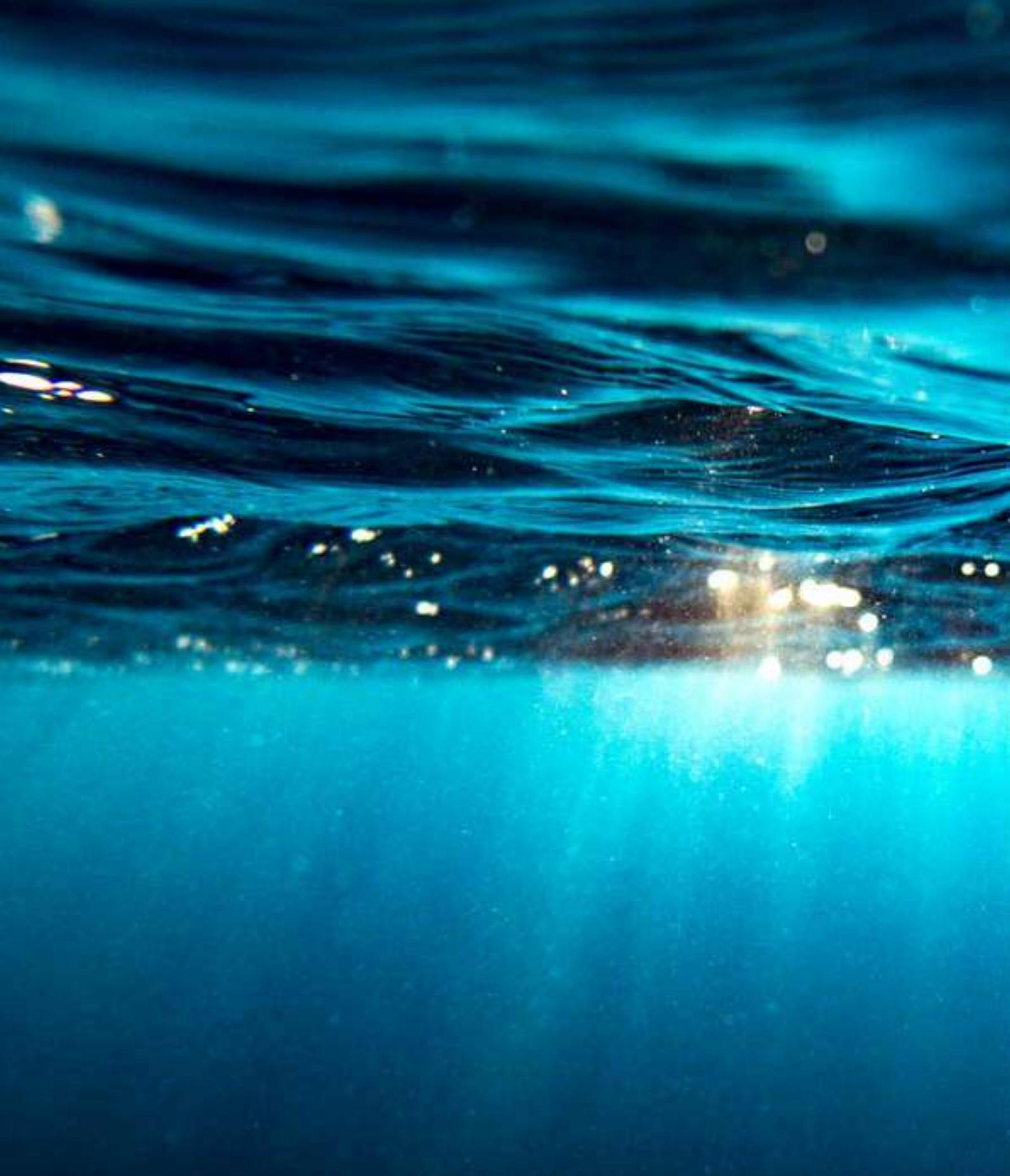




El papel del almacenamiento en la Transición Energética

Contexto actual de las energías renovables y el futuro del almacenamiento energético, centrado en las baterías



Este informe ha sido realizado por PwC España, conforme a la petición realizada por la Fundación Naturgy, con la finalidad de analizar el contexto actual del sector con la creciente integración de las energías renovables, y para conocer más acerca del rol que desempeñará en un futuro cercano el almacenamiento energético centrado en las baterías. El CIEMAT (Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas)-Organismo Público de Investigación adscrito al Ministerio de Ciencia e Innovación a través de la Secretaría General de Investigación- ha colaborado también en la edición de este documento.

Índice de contenido

4

Introducción
al estudio

6

Resumen
ejecutivo

12

Glosario
de términos

18

1. Necesidad de respaldo
y flexibilidad de los sistemas
eléctricos en la Transición Energética

62

4. Expectativas de desarrollo
de las baterías a futuro

30

2. El almacenamiento como posible
solución a los retos de la Transición
Energética

68

5. La integración de baterías
en España a 2030

44

3. Situación actual de las baterías
en los principales mercados
mundiales

80

Conclusiones



Introducción al estudio

El sector energético se encuentra en la actualidad inmerso en un intenso proceso de cambio y de transición hacia tecnologías cada vez más limpias y eficientes. El incremento de la preocupación ciudadana por la sostenibilidad medioambiental, junto con los avances tecnológicos de energías bajas en emisiones de carbono, ha propiciado que los gobiernos a nivel nacional e internacional se fijen objetivos cada vez más ambiciosos, tanto de reducción de emisiones contaminantes, como de incremento del peso de las energías renovables (EERR) en el *mix* de generación eléctrica.

En este sentido, **el sector eléctrico ha sufrido un cambio radical en su funcionamiento.** Tradicionalmente la generación eléctrica se ha basado en tecnologías convencionales de origen térmico (carbón, petróleo y gas natural), hidreléctrico y nuclear, mientras que ahora se abren camino rápidamente las energías limpias de origen renovable (energía eólica, solar fotovoltaica, etc.). Estas últimas, presentan unas características muy diferentes a las anteriores, sobre todo por su gran dependencia del clima y de los recursos naturales, lo que provoca que se trate de energías más intermitentes y menos estables. Este cambio está provocando grandes retos para el funcionamiento de los mercados eléctricos, ya que estos fueron diseñados hace años teniendo en cuenta el contexto de generación y las tecnologías disponibles entonces, es decir, los **mercados tradicionales no estaban diseñados para este cambio de paradigma.**

Como consecuencia, a medida que se incorpora más potencia renovable, más patentes son los desafíos a los que se enfrenta el sistema eléctrico. 1) Por un lado, **las tecnologías renovables no son capaces de aportar firmeza y disponibilidad al sistema, precisamente por su intermitencia y dependencia del recurso solar**



o eólico, lo que hace necesario que otras tecnologías gestionables estén disponibles a medio plazo y acondicionadas para entrar a generar electricidad con seguridad en cualquier momento. 2) Asimismo, resulta imprescindible que el sistema eléctrico cuente **con tecnologías más flexibles, es decir, que sean capaces de ponerse a funcionar y generar electricidad en un corto intervalo de tiempo para compensar la intermitencia de la producción renovable**, especialmente con la tecnología solar. 3) En este mismo sentido, **los servicios de ajuste deben adquirir una mayor relevancia**, ya que son los mercados encargados de adecuar la oferta y la demanda de electricidad en cada momento, lo que es cada vez más necesario a medida que se incrementa la cuota de la imprevisible generación renovable.

En este contexto, las principales alternativas para afrontar estos desafíos son la gestión de la demanda, la generación convencional o el almacenamiento energético. Debido a los grandes avances de la tecnología, **el desarrollo e integración de las tecnologías de almacenamiento en el sistema eléctrico se presenta como una de las opciones más prometedoras para dar solución a algunos de los retos existentes**. Estas tecnologías de almacenamiento de energía, como el bombeo, las baterías o el hidrógeno, permiten guardar o almacenar cierta capacidad de electricidad durante un periodo de tiempo determinado, para posteriormente suministrarla de nuevo en la red en los momentos que existe una mayor demanda de electricidad o un déficit de oferta. Así, **pueden aportar mucha flexibilidad y firmeza al sistema**, al complementar las intermitencias provocadas por la generación renovable de forma muy rápida y eficiente.

Este informe tiene como objetivo ilustrar cómo las distintas formas de almacenamiento, y en especial las baterías, pueden contribuir a cubrir las necesidades crecientes de respaldo y flexibilidad del sistema como consecuencia de la creciente integración de renovables.

- El **Bloque I** presenta los retos a los que se enfrentan los sistemas eléctricos con la **Transición Energética**, poniendo un foco especial en la necesidad de respaldo y flexibilidad de la red eléctrica e incidiendo en el rol que deben tener las tecnologías de almacenamiento.
- El **Bloque II** detallará cómo los distintos tipos de almacenamiento pueden solucionar los retos de la transición, comenzando por una descripción de los distintos tipos de almacenamiento, e ilustrando cómo las características actuales de estas tecnologías permiten cubrir en parte las necesidades del sistema eléctrico.
- En el **Bloque III** se explicará en detalle el grado de avance y desarrollo en la actualidad de las **baterías a nivel global**, incluyendo ejemplos relevantes a nivel mundial y analizando su capacidad de aportar flexibilidad y firmeza a los diferentes sistemas eléctricos estudiados.
- El **Bloque IV** se centrará en el **potencial de desarrollo a futuro de las baterías como tecnología de almacenamiento**, tanto a nivel técnico como económico.
- Por último, en el **Bloque V**, se abordará el **impacto de la integración de baterías en el sistema eléctrico español a 2030**, partiendo del escenario previsto en el PNIEC y analizando la viabilidad económica de esta integración.



Resumen ejecutivo

La creciente preocupación por la sostenibilidad ambiental a nivel global ha fomentado que **todos los países se fijen objetivos climáticos muy ambiciosos**, entre los cuales destaca la ambición de Europa para ser el primer continente neutro en carbono a 2050. **El sistema energético es clave para alcanzar las metas fijadas, por lo que se encuentra en pleno proceso de cambio estructural** para reducir la dependencia de los combustibles fósiles (carbón, petróleo y gas natural) y potenciar el uso de energías renovables (energía eólica, solar fotovoltaica, etc.), lo que se conoce como Transición Energética. En línea con esta transición, **los países han establecido metas muy agresivas de introducción de renovables en el sistema eléctrico**. Así, España se ha fijado un objetivo del 74% de energía renovable en la generación eléctrica a 2030 y a nivel mundial se prevé que alcance al menos el 38%, para lo cual será necesario instalar como mínimo 2.430 GW de potencia renovable en el mundo en los próximos 10 años, lo que requerirá de una importante inversión.

Sin embargo, estas **tecnologías renovables son intermitentes, estacionales y poco gestionables** al depender de la disponibilidad de sol, viento o precipitaciones para poder producir electricidad, lo que provoca que la generación eléctrica sea cada vez más volátil. Esto unido a que **el consumo eléctrico también es cada vez más variable** debido a la introducción de nuevos agentes en el mercado con perfiles de consumo muy distintos como el vehículo eléctrico o el autoconsumidor, ha provocado que **los sistemas eléctricos se enfrenten a grandes retos** en su operación para combatir la volatilidad y asegurar el suministro.

Así, los sistemas eléctricos necesitan: 1) **garantizar firmeza y disponibilidad**, asegurando que en todo momento existe capacidad de generación para cubrir la demanda máxima del sistema (demanda punta); 2) **dotar al sistema de flexibilidad**, incorporando tecnologías flexibles capaces de entrar a producir rápidamente, acomodando la intermitencia de las renovables; y 3) **conferir mayor peso a los servicios de ajuste**, permitiendo que nuevas tecnologías como el almacenamiento entren a equilibrar el sistema y reciban una señal de precio adecuada.

En la actualidad, existen 3 tecnologías principales capaces de aportar firmeza y flexibilidad al sistema. Por un lado, la **gestión inteligente de la demanda** permite que grandes consumidores puedan modular voluntariamente su



consumo; por otro, las **plantas de generación eléctrica convencionales**, como los ciclos combinados, son las que han aportado estos servicios hasta el momento; y finalmente, **los Sistemas de Almacenamiento de Energía (SAE)**, son capaces de acumular electricidad y liberarla al sistema según sea necesario, mejorando la gestión de la producción renovable y postulándose como principal alternativa sostenible a largo plazo.

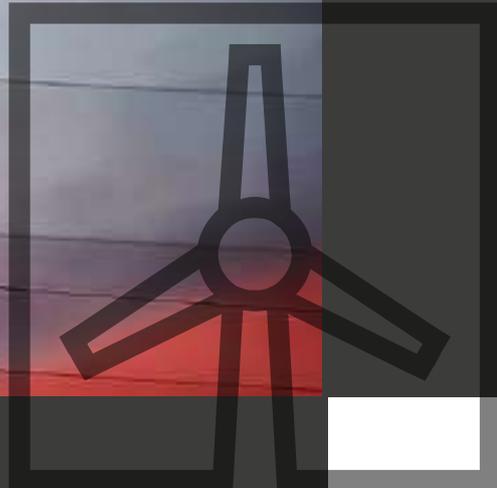
De esta forma, para solucionar los retos de la transición **cobran especial importancia los SAE *utility-scale* o a gran escala**, ya que gracias a su gran tamaño y a su conexión a las redes de distribución o de transporte tienen mayor capacidad para proporcionar los servicios requeridos por el operador del sistema, aportando respaldo y generando señales de precio estables. De esta forma, algunos de los **servicios de red avanzados que los SAE podrían suministrar** son los siguientes:

1. Regulación y estabilización de la frecuencia (servicios auxiliares)
2. Capacidad de restauración del sistema (*Black-Start*)
3. Arbitraje intradiario y estacional
4. Apoyo a la generación convencional (cubrir paradas o rampas)
5. Reducción de las limitaciones en la generación renovable (vertidos)

En esta línea, **existen distintos tipos de SAE en función de la tecnología que utilizan**, entre los que destacan el hidrógeno, las baterías o el hidrobombeo, y no todos son capaces de aportar todos los servicios mencionados previamente. Cada tipo de SAE tiene unas características técnicas específicas que le hacen poder cumplir o no los requisitos necesarios para aportar cada uno de estos servicios. Por tanto, es imprescindible concretar los servicios que se quieren aportar con el SAE y utilizar una metodología



		Ventajas	Inconvenientes	Servicios que puede prestar	Vida útil / N° ciclos	Capacidad [Wh/Kg]	Coste [€/kWh]
Hidrógeno (H2)		A futuro permitirá altas capacidades	Altos costes y baja madurez	Movilidad, arbitraje, almacenamiento estacional	Bajo n° de ciclos	Alta a futuro	200 - 700 \$/kg H2
Electroquímico	Baterías de Ion-Litio	Alta madurez y gran capacidad	Alto coste y pérdida de capacidad tras un número de ciclos de carga/descarga	Flexibilidad, regulación de frecuencia y de tensión, reducción de vertidos	5.000 - 10.000 ciclos	120 - 240	250 - 500
	Baterías de flujo	Permiten desacoplar potencia y energía			> 10.000 ciclos	20 - 60	400 - 800
	Supercondensadores (SCs)	Alta madurez, alta densidad de potencia y ciclabilidad	Altos costes	Estabilidad, regulación de frecuencia, inercia sintética	> 1.000.000 ciclos	< 10	10.000
Mecánico	Hidrobombeo	Gran madurez, alta capacidad	Alta inversión, localización específica	Almacenamiento estacional	40 - 80 años	> 5 GWh	350 - 1.500
	Aire comprimido (CAES)	Madurez	Respuesta lenta	Estabilidad, <i>blackstart</i> , almacenamiento estacional	40 - 100 años	2,5 - 3.000 MWh	200 - 250
	Volantes de inercia	Alta madurez, rapidez, ciclabilidad, desacoplo entre potencia y energía	Altos costes	Regulación de frecuencia y de tensión, inercia sintética	> 1.000.000 ciclos	5 kWh	3.000
Térmico		Alta capacidad de energía y potencia	Respuesta lenta, altos costes, bajo rendimiento	Almacenamiento estacional	-	80 - 200	Alto
Híbrido		Combina tecnologías con capacidades diferentes	Complejidad	Todos	-	-	-



adecuada para seleccionar la tecnología que mejor se adapta, con el fin de optimizar la inversión a realizar y la operación de los sistemas. En la página anterior, se presenta una **tabla resumen con los principales tipos de SAE, así como sus principales ventajas, inconvenientes y características.**

De todos ellos, **las baterías se han posicionado como el principal SAE para proporcionar servicios de red**, debido a su acelerado desarrollo tecnológico, su escalabilidad y a la gran reducción esperada de sus costes, aunque las baterías no pueden cubrir las necesidades estacionales.

En este sentido, **en la actualidad las baterías ya prestan servicios de red en los países líderes en su integración, como Estados Unidos o Australia, aunque dependen del apoyo regulatorio.** Así, destaca el proyecto “Hornsedale Power Reserve” de 193,5 MWh y 150 MW, por ser el más grande del mundo actualmente y haber conseguido mejorar el respaldo de Australia del Sur. Asimismo, la mayor megabatería del mundo está prevista para el proyecto Moss Landing de PG&E en Monterey (EE.UU.), que alcanzará los 2.270 MWh y 567,5 MW (4 horas) de capacidad.

En lo que respecta a su modelo económico, hoy en día las baterías *utility-scale* obtienen sus ingresos de 3 fuentes principales: 1) **mediante el arbitraje de precios**, adquiriendo la electricidad cuando es más barata y vendiéndola cuando el precio es elevado; 2) **por su participación en servicios de ajuste**, ayudando a adecuar generación y demanda; o 3) **de otros ingresos regulados**, como los pagos por garantizar el respaldo.

Cabe destacar que **el arbitraje de precios se da especialmente ligado a la introducción de gran capacidad solar fotovoltaica**, ya que esta genera grandes diferencias de precio entre las horas del día en las que entra a generar porque hay sol y las horas en las que no. Las baterías son capaces de aprovechar este diferencial, a la vez que contribuyen a aplanar la curva de precios, y a mejorar el apuntamiento de la fotovoltaica. Por este motivo, el presente informe incide especialmente en la relación entre el almacenamiento y la tecnología solar fotovoltaica, a pesar de que también existen sinergias con otras tecnologías, como la eólica.

En esta línea, **los proyectos de baterías “utility-scale” se configuran en 2 posibles modelos de negocio. Por un lado, los sistemas “stand-alone”** son aquellos SAE a gran escala conectados directamente a la red eléctrica que operan de forma aislada.



Por otro lado, los sistemas de hibridación o ligados a renovables se instalan principalmente junto a grandes instalaciones solares fotovoltaicas para reducir los vertidos de energía renovable.

El análisis de los proyectos de baterías operando en el mercado en la actualidad indica que entre un 30% y un 70% de los ingresos de estas instalaciones vienen de su participación en mecanismos de respaldo o servicios auxiliares.

Las rentabilidades de estas plantas se sitúan entre un 4% y 23%, siendo menores cuando hay una mayor exposición a los precios de mercado. De este modo, **el arbitraje puro de precios no puede ser la única fuente de ingresos para las baterías**, que debe acompañarse por otros mecanismos para que estas sean rentables y los inversores reciban una adecuada señal de precio.

Asimismo, **para conseguir alcanzar un despliegue masivo de baterías en el futuro próximo, resulta necesario que se dé un gran desarrollo tecnológico**, principalmente para solucionar su pérdida de capacidad de almacenamiento de energía y de intercambio de potencia con respecto a sus condiciones iniciales. Los futuros desarrollos estarán basados en nuevas químicas y materiales para aumentar las densidades de potencia y energía, ampliar el rango de temperaturas de funcionamiento, y permitir mayores tasas de carga/descarga sin contribuir a la pérdida de capacidad o envejecimiento. Por otro lado, las baterías que inicialmente se usen en vehículos eléctricos pueden ser válidas en una “segunda vida” para otorgar servicios de red, contribuyendo a cubrir parte de la demanda de baterías y a reducir los precios.

En este sentido, las baterías son las tecnologías de almacenamiento que van a sufrir una mayor reducción de sus costes a 2030, y en especial las de Ion-Litio, cuyo coste se estima que pueda reducirse entorno a un 60% en los próximos 10 años. Además, los proyectos de baterías “*utility-scale*” serán más competitivos que los residenciales gracias a las economías de escala de este tipo de instalaciones, lo que contribuirá a su desarrollo.

No obstante, para ser una pieza clave en la descarbonización de la economía las baterías aún deben enfrentarse a ciertos retos de sostenibilidad, como la extracción segura y respetuosa de los materiales empleados para su construcción (como el Litio o Cobalto), así como el reciclaje de estos posterior al uso, ya que por el momento el proceso de tratamiento de las baterías como residuo es muy costoso y apenas se recuperan el 50-70% de los componentes.



En lo que respecta a España, hoy en día ya es un país líder en la integración de renovables, y a 2030 lo será aún más, ya que el PNIEC prevé incorporar 57 GW de potencia renovable adicional. Esto supone que el sistema eléctrico español va a tener una gran necesidad de respaldo y de flexibilidad a futuro, que se espera solucionar con el mantenimiento de toda la capacidad instalada de ciclos combinados y con la **incorporación de 6 GW de almacenamiento, siendo 3,5 GW de bombeo y 2,5 GW de baterías.**

Esta nueva potencia de baterías contribuirá a la reducción de los vertidos renovables y a la mejora de la rentabilidad de las instalaciones fotovoltaicas, a la vez que ayudará a gestionar las grandes rampas de generación solar que se esperan en 2030. Sin embargo, las baterías deberán formar parte de un *mix* de tecnologías flexibles, ya que por sí solas no serán capaces de cubrir las necesidades del sistema.

El modelo económico que tendrá un mayor despliegue en España será el de los proyectos de baterías ligados a plantas renovables. Los análisis indican que, para ser rentables en 2030, las baterías necesitarán un nivel de **subvención del 40% si operan solas en el mercado (*Stand-alone*)**, mientras que **los modelos de baterías con generación renovable (Hibridación)** podrían requerir tan solo una subvención de entorno al 0-10%, gracias a que los proyectos híbridos tienen menores costes de inversión y son capaces de capturar los vertidos renovables. No obstante, es necesario matizar que las baterías *Stand-alone*, a pesar de que no perciban un ahorro directo por dicho concepto, también contribuyen a la reducción de vertidos para el sistema.

Finalmente, cabe destacar que España está en pleno proceso de desarrollo y adaptación del sistema eléctrico para dar **encaje a los SAE en general, y a las baterías en particular, y permitir que aporten tanto respaldo como flexibilidad.** De esta forma, **resulta necesario que se dé certidumbre a los posibles ingresos que las baterías puedan obtener tanto por su participación en servicios de ajuste, como a través de mecanismos de capacidad, con el objetivo final de que los inversores reciban una expectativa de recuperación de costes razonable y se acelere su despliegue.**



Glosario de términos



Apuntamiento

El coeficiente de apuntamiento es un número que indica la relación entre el precio de venta de la electricidad de una tecnología o planta concreta y el precio medio aritmético obtenido en el mercado diario por el conjunto del mercado. Indica si una tecnología consigue vender la electricidad que genera a un precio mayor (>1) o menor (<1) que la media del mercado.

CAES

Compressed Air Energy Storage, almacenamiento por aire comprimido.

Capacidad de respaldo

Se entiende como la capacidad de una central eléctrica de arrancar y parar de forma ágil (flexibilidad), y de estar siempre disponible en el caso de problemas en el sistema eléctrico (firmeza y disponibilidad) para contribuir a cumplir en todo momento la punta de demanda.

CCGT

Combined Cycle Gas Turbine
(Ciclo combinado de turbina de gas).

Central renovable

Instalación para la generación de energía eléctrica a partir de fuentes de energía de origen renovable (eólica, solar, geotérmica, marina). Estas centrales tienen dependencia del clima y por tanto su producción es intermitente y no gestionable, es decir, su producción no depende de un tercero (operadora de la planta).

Central térmica

Instalación para la generación de energía eléctrica a partir de energía liberada en forma de calor por combustibles fósiles como petróleo, gas natural o carbón. El calor se transforma mediante un ciclo termodinámico para producir energía eléctrica. Estas centrales pueden operar en tanto tengan el combustible necesario, pudiendo entrar a producir en función de las necesidades del sistema.

Ciclabilidad

Relacionada con la pérdida de capacidad de un sistema de almacenamiento de energía, se refiere al número de ciclos de carga y descarga que se producen en dicho sistema antes de llegar a una situación en la que se considere que sus capacidades de entregar potencia y de almacenar energía hayan mermado hasta el punto de no ser suficientes para la aplicación determinada de ese sistema.

Despacho de energía

Entrega física de la energía vendida en el mercado por parte de los generadores eléctricos, en el momento concreto en el que está previsto.

Disponibilidad

Porcentaje de tiempo anual en el que la planta está acondicionada y preparada para producir energía eléctrica.

EERR

Energías Renovables.

Electrólisis

Proceso de separación de elementos de un compuesto químico por medio de una corriente eléctrica. Este proceso se utiliza en los electrolizadores para generar hidrógeno a partir de compuestos que lo contienen, como pueden ser el agua o compuestos hidrogenados.

Escalabilidad

Capacidad de aumentar la capacidad o tamaño de un sistema tecnológico sin comprometer el funcionamiento y calidad normales del mismo.

Estabilidad de ángulo

En un generador eléctrico convencional directamente conectado a la red eléctrica, la estabilidad de ángulo es su capacidad de mantener la velocidad de rotación estable ante perturbaciones, tales como variaciones en la potencia demandada o incluso cortocircuitos.

Estado de carga (SoC)

Cociente entre la cantidad de energía (capacidad) restante en un dispositivo de almacenamiento en un instante determinado, y su capacidad nominal. Es una medida adimensional, y es común expresarla en porcentaje respecto a la capacidad nominal.

Estado de salud (SoH)

Normalmente aplicado al almacenamiento electroquímico, es la capacidad máxima que puede almacenar un dispositivo en un determinado momento de su vida con respecto a su capacidad nominal. Es una medida adimensional, y es común expresarla en porcentaje respecto a la capacidad nominal.

Firmeza

Capacidad de una central de estar disponible para la producción de energía eléctrica para cubrir la demanda máxima del sistema con una probabilidad muy alta y acondicionada para entrar en operación en el parque de generación. Característica propia de tecnologías gestionables (nuclear, carbón, fuel o gas) que no dependen de agentes externos.

Flexibilidad

Capacidad que tiene una tecnología de programación y arranque de las unidades de producción para solucionar los desajustes entre producción y demanda a corto plazo, es decir, para comenzar a operar, adaptándose a condiciones dinámicas y cambiantes, para mantener en todo momento la viabilidad técnica del sistema eléctrico.

GEI

Gases de efecto invernadero.

Gestión de la demanda

Conjunto de acciones o soluciones enfocadas a gestionar de forma eficiente el consumo de los agentes para reducir sus costes energéticos y/o disminuir la demanda punta del sistema eléctrico en el que se encuentran de forma puntual y voluntaria.

Inercia sintética

En un generador eléctrico convencional, la inercia está relacionada con el cociente entre una variación de par mecánico, como consecuencia de un incremento de carga, por ejemplo, y la variación de velocidad en el generador. De forma análoga, en sistemas conectados a la red eléctrica mediante sistemas de electrónica de potencia, se denomina inercia sintética a la capacidad de responder con una potencia determinada ante una variación de frecuencia en la red, o bien en los casos en que sea un sistema que está generando la red, a variar la frecuencia de consigna en función de la variación en la potencia en la carga que ve en la red. Tiene dimensiones de una constante de tiempo [1/seg].

Interfaz sólida (SEI)

Aplicado al almacenamiento electroquímico en baterías, se refiere a la capa de material sólido depositada en el electrodo negativo como consecuencia de la descomposición del electrolito. La formación y crecimiento de la SEI es uno de los principales factores que produce la pérdida de capacidad o envejecimiento de las baterías.

Interrupción del suministro o apagón ("blackout")

Una situación de *blackout* es aquella en la que en un sistema o una parte de este queda sin suministro de potencia eléctrica debido a un problema en el sistema de transporte o distribución de potencia.

Mecanismo de capacidad

Medida/elemento del mercado eléctrico por el cual se retribuye a las instalaciones por la capacidad de aportar respaldo al sistema, con vistas a garantizar el nivel deseado de seguridad de suministro eléctrico.

Mercado eléctrico

Se entiende por mercado eléctrico al conjunto de mercados en los que se negocian productos asociados al funcionamiento del sistema eléctrico, principalmente energía (mercado a plazo, mercado diario y servicios de ajuste), potencia firme y certificados verdes.





NMC

Níquel, manganeso y cobalto.

Pool eléctrico

Es el nombre que recibe el mercado mayorista del producto energía eléctrica. En este mercado se reúnen diariamente generadores y consumidores llevando a cabo la compra - venta de electricidad a través de un sistema de ofertas.

El precio final de la electricidad o **precio de pool** viene determinado por la intersección entre las curvas de oferta y demanda. El precio queda marcado por la última tecnología en ser "casada".

Potencia activa y potencia reactiva

La potencia que absorbe un sistema eléctrico de corriente alterna (AC) se puede separar en dos componentes: activa y reactiva. **La potencia eléctrica activa** es la que permite desarrollar un trabajo útil, como por ejemplo convertirse en energía mecánica en un motor. Adicionalmente, la potencia reactiva es la que consumen los sistemas eléctricos que llevan asociada la creación de un campo magnético. Esto ocurre en mayor o menor medida en todos los conductores, por lo que es una demanda habitual en un sistema eléctrico.

Profundidad de descarga (DoD)

Normalmente aplicado al almacenamiento electroquímico, se refiere al cociente entre la cantidad de energía (capacidad) que se ha extraído de un sistema de almacenamiento a lo largo de uno o varios ciclos de funcionamiento, y su capacidad nominal. Es una medida adimensional, y es común expresarla en porcentaje respecto a la capacidad nominal. $DoD[\%]=100-SoC[\%]$.

Punta o Pico de demanda

Máxima demanda registrada en un sistema eléctrico durante un periodo de tiempo específico, en el que se debe proporcionar energía eléctrica a un nivel de suministro significativamente mayor al promedio. La demanda eléctrica experimenta fluctuaciones a lo largo del día, los meses, las estaciones y de la misma manera a lo largo de los años y el dimensionamiento del sistema eléctrico debe ser tal que cubra el pico de demanda esperada.

Rampa de generación

Determina la velocidad a la que una planta de generación gestionable puede arrancar, regular o parar su operación.

Restauración del sistema ("black start")

Es la acción que se lleva a cabo en un sistema eléctrico tras una interrupción de suministro (*blackout*). Se puede realizar mediante sistemas de generación de energía del propio sistema o mediante sistemas de almacenamiento de energía.

SAE

Sistema de almacenamiento de energía.

SC

Supercondensadores.

SEPA

Sistemas de electrónica de potencia avanzada.

Servicios de ajuste o mercados de ajuste

Conjunto de mercados de energía y/o potencia, en el que las transacciones se realizan en el corto plazo y están dirigidas a mantener el equilibrio de la generación y la demanda en todo momento, asegurando la viabilidad del sistema.

Sistemas de electrónica de potencia

Convertidores o conjuntos de convertidores electrónicos de potencia, entendidos como dispositivos que contienen interruptores electrónicos que realizan una transformación de potencia en corriente continua a potencia en corriente alterna o viceversa, permitiendo con ello desacoplar la frecuencia y la tensión entre dos zonas de un sistema eléctrico. En el contexto de los sistemas de almacenamiento de energía, estos sistemas permiten conectar a la red eléctrica trifásica, por ejemplo, baterías, que trabajan en corriente continua.

Subasta de capacidad

Mecanismo de asignación de un producto de "capacidad" a través de la oferta de una cantidad limitada de potencia en un periodo dado.

Las compañías que oferten su potencia firme al menor coste ganan contratos en un horizonte temporal determinado en las bases de la subasta, durante la cual perciben unos ingresos por poner al servicio del sistema dicha potencia.

Tasa de carga/descarga

Normalmente aplicado al almacenamiento electroquímico, se refiere al cociente entre la corriente de carga/descarga de la batería y la corriente nominal (corriente que cargaría/descargaría teóricamente el sistema en 1 hora). Es una medida adimensional, y se indica con una C detrás del valor, p.ej. 1C.

Transición Energética

Cambio estructural a largo plazo en los sistemas energéticos caracterizada por la entrada de tecnologías renovables en el consumo energético en sustitución de energías contaminantes, que tiene como objetivo la descarbonización de la economía.

"Utility-Scale"

En lo que respecta al almacenamiento de energía, se trata de proyectos de gran tamaño y elevada capacidad, desarrollados a gran escala con el objetivo de aportar servicios a la red eléctrica.

Vertido o curtailment

Se entiende como la limitación en la energía generada por un sistema debido a la aplicación de alguna restricción. En sistemas de energías renovables se da en los casos que el recurso renovable permitiría generar una cierta cantidad de energía, pero se está generando un valor inferior.

A satellite night view of Europe, showing the continent illuminated by city lights. The lights are concentrated in major urban centers and along coastlines, creating a glowing pattern against the dark landmass. The surrounding oceans are dark, with some light reflecting off the water's surface. The overall scene is a high-angle, wide-area view of the continent.

1

Necesidad de respaldo
y flexibilidad de los
sistemas eléctricos en la
Transición Energética

La sociedad en la actualidad está cada vez más comprometida con el cuidado del medio ambiente y con el uso sostenible de los recursos. **Esta creciente preocupación por la sostenibilidad medioambiental se ha trasladado a los distintos acuerdos y objetivos medioambientales adoptados por las principales institucionales a nivel mundial.** En este sentido, 195 países firmaron en 2015 el Acuerdo de París, comprometiéndose con el objetivo de **mantener el incremento de la temperatura mundial por debajo de 2 °C, así como reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en un 40% para 2030** en comparación con los niveles de 1990.

En esta línea, la Unión Europea (UE) ha establecido unos objetivos medioambientales muy ambiciosos a 2030, que la posicionan como institución líder en la lucha contra el cambio climático:

- Reducción de los niveles de emisiones de GEI en un 55% respecto a 1990.
- Reducción del consumo de energía primaria en un 32,5% con respecto a 1990.
- Aumento hasta alcanzar un 32% del consumo e energía final procedente de energía de origen renovable.

Asimismo, la UE aprobó el Pacto Verde Europeo a finales de 2019, una senda de ruta que pretende aumentar la exigencia de estas obligaciones climáticas, de forma que Europa sea el primer continente neutro en carbono en 2050. En esta línea, algunos países miembros de la UE incluso están pidiendo que se incluya el escenario de 100% consumo renovable a 2050.

Se puede decir, por tanto, que **el sistema energético a nivel global se encuentra inmerso en un proceso de cambio estructural conocido como Transición Energética**, que se centra en reducir la dependencia de los combustibles fósiles (carbón, petróleo, y gas natural) y potenciar el uso de energías renovables (energía eólica, solar fotovoltaica, etc.), incrementando

su eficiencia y su integración. No obstante, **el desarrollo e integración de estas tecnologías limpias de origen renovable se encuentra condicionado a su grado de desarrollo tecnológico y eficiencia económica.** Hasta ahora, este desarrollo se ha dado en mayor medida en el sector eléctrico, con la introducción de equipos de generación eólica y fotovoltaica que también han requerido de la adaptación de las redes de transporte y distribución, pero ya existen otras tecnologías que presentan un gran potencial de desarrollo a futuro, como las baterías de almacenamiento energético o el hidrógeno. De esta forma, la Transición Energética motivada por la ambición climática global acarrea dos tendencias de cambio a las que se deben enfrentar los países: la introducción masiva de renovables en el sistema eléctrico por el lado de la oferta, y la progresiva electrificación del consumo energético por el lado de la demanda.

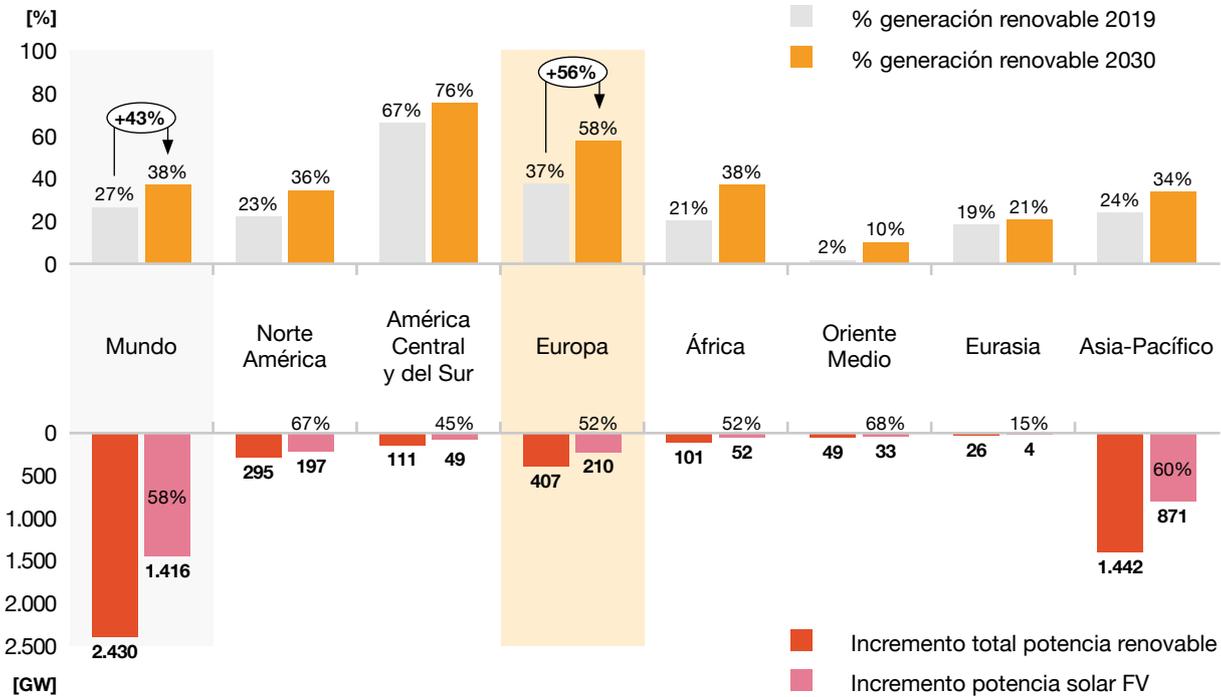
Por el lado de la oferta: La introducción de renovables en la generación eléctrica

El sector energético es uno de los grandes pilares de cambio para alcanzar estos ambiciosos objetivos globales y, en concreto, **la generación eléctrica se utiliza como una de las palancas de descarbonización.** Así, la electrificación de la economía, unida a una generación eléctrica con una mayor participación de energías renovables, son las principales tendencias sobre las que se cimentan las políticas medioambientales a nivel global.

En este sentido, la UE ha impulsado la fijación de objetivos climáticos específicos a 2030 por cada uno de sus Estados miembro. En España, el PNIEC (Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030) fija un objetivo del 74% de energía renovable en la generación eléctrica (68% si se excluye la hidráulica), y del 42% de renovables sobre el uso final de la energía a 2030.

Porcentaje de generación renovable e incremento de capacidad renovable 2019-2030 en el mundo

Fuente: WEO 2020 SPS y Análisis de PwC.



Así, esta tendencia de cambio global ha impulsado que los diferentes países, no solo europeos, sino a nivel mundial, se hayan marcado sus propias metas a 2030 de penetración de energías renovables en su *mix* energético, y en concreto en la generación eléctrica, apostando por las energías limpias y dejando atrás la producción con energías fósiles. De esta forma, para lograr cumplir los objetivos marcados, será necesario un desarrollo masivo de instalaciones renovables, que deberá venir acompañada de una importante inversión.

En esta línea, la Agencia Internacional de la Energía (IEA) ha establecido **que en 2019 el 27% de la generación eléctrica a nivel mundial ha sido renovable y a 2030 alcanzará al menos el 38%** según el “*Stated Policies Scenario*”, que es su proyección más conservadora dado que asume que se cumplen los objetivos fijados hasta la fecha, pero que no aumentan las exigencias climáticas de los países. Asimismo, el porcentaje de penetración renovable en Europa aumentará del 37% en 2019 al 58% en 2030. Para que se dé esta penetración, **será necesario instalar a nivel mundial como mínimo 2.430 GW de energías renovables (EERR) en los próximos 10 años, de los cuales casi el 60% serán de tecnología solar fotovoltaica.**

De cara a 2050 la penetración de EERR será aún mayor, dado que los objetivos de descarbonización del sistema energético europeo establecidos en el “Pacto Verde” llevan a plantear escenarios con un 56-84% de penetración de las EERR en las redes eléctricas¹. Se prevé que la energía solar sea la fuente de energía predominante a nivel tanto europeo como mundial, seguida por la energía eólica (con previsiones del 25,2% y el 24,8% de la generación mundial respectivamente^{2,3}).

No obstante, **las tecnologías renovables son tecnologías intermitentes y poco gestionables por naturaleza, debido a su gran dependencia de los recursos que utilizan para la generación eléctrica;** es decir, son tecnologías estacionales que dependen de la disponibilidad de sol, viento o precipitaciones para poder producir electricidad. El problema de la dependencia del recurso es aún más acusado en el caso de la tecnología solar fotovoltaica, dado que toda la potencia entra a producir a la vez durante las horas centrales del día en las que hay sol, pudiendo provocar un exceso de generación en esas horas (vertidos), a la vez que existe la necesidad de que otras tecnologías

¹ “El Pacto Verde Europeo [COM(2019) 640 f,] 2018, Accessed: May 26, 2020. [Online]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=COM:2019:640:FIN>.

² W. Nijs, P. Ruiz Castillo, D. Tarvydas, I. Tsiropoulos, and A. Zucker, Deployment Scenarios for Low Carbon Energy Technologies, EUR 29496 EN, Publications Office of the European Union. 2018.

³ D. Vazquez and V. Dingenen, “Global Energy and Climate Outlook 2019: Electrification for the low-carbon transition,” European Commission JRC, 2020. doi: 10.2760/58255.

La variabilidad cada vez mayor tanto en la generación como en la demanda, hacen necesario disponer de tecnologías que garanticen firmeza y flexibilidad.

estén disponibles para generar electricidad durante la noche. Así, tal y como se explicará posteriormente, el presente informe incide especialmente en la relación entre el almacenamiento y la tecnología solar fotovoltaica, a pesar de que también existen sinergias con otras tecnologías, como la eólica.

Todo ello provoca que además de su variabilidad, sea difícil predecir la generación eléctrica que estará disponible de estas fuentes renovables en cada momento, de forma que **la generación eléctrica es cada vez más volátil a medida que se introducen estas tecnologías**, produciéndose grandes picos de generación en las horas centrales del día. Por tanto, las energías renovables no aportan fiabilidad al sistema eléctrico, entendida esta como la garantía de que estas tecnologías puedan entrar a cubrir un pico de demanda en el caso de que fuera necesario, es decir, no tienen la capacidad de dar respaldo al sistema.

Por el lado de la demanda: La progresiva electrificación del consumo energético

Esta entrada de gran capacidad renovable en el sistema eléctrico va unida a **una mayor electrificación de la demanda eléctrica por parte de los consumidores, que se presenta como segunda palanca para abordar la Transición Energética**. En este sentido, los distintos consumos energéticos (petróleo, gas natural, etc.) se encuentran en pleno proceso de sustitución por otros tipos de energía menos contaminante, siendo una de las principales opciones el uso de sistemas eléctricos. Este proceso es el que se conoce como la electrificación de la demanda, y afecta a distintos

ámbitos y soluciones como el vehículo eléctrico, las bombas de calor o el autoconsumo, tanto en el sector residencial como grandes consumos industriales de difícil electrificación.

De esta forma, **con el objetivo de reducir el consumo y las emisiones del transporte, se está fomentando la electrificación del parque automovilístico principalmente mediante vehículos eléctricos**, incluyendo aquí tanto los vehículos con baterías como los de hidrógeno con pila de combustible. Actualmente, estos se encuentran en plena competición con los vehículos propulsados con GNC (Gas Natural Comprimido) o GLP (Gas Licuado de Petróleo) que se presentan como otras alternativas ecológicas para sustituir a los vehículos tradicionales gasolina o diésel.

Así, **con la aparición del vehículo eléctrico se consigue una mayor penetración de energías renovables en el sector transporte a medida que los consumidores sustituyen su consumo de energías fósiles por la electricidad**. Cabe destacar que la electricidad en sí misma no es un tipo de energía libre de carbono, sino que gradualmente será renovable en mayor porcentaje a medida que varía el *mix* de generación, tal y como se ha explicado previamente. Debido a sus grandes ventajas, **en España se espera que en 2030 haya un parque de 5 millones de vehículos eléctricos según el PNIÉC**.



En la misma línea, diversos consumidores tanto industriales como domésticos han optado por integrar procesos de **autoconsumo de electricidad con el fin de autoabastecer toda o parte de su demanda eléctrica**, sobre todo mediante la instalación de paneles fotovoltaicos. Este fenómeno del autoconsumo se prevé que se extienda a medida que el coste de las tecnologías renovables disminuya. De esta forma, el autoconsumo con renovables permite acercar la generación al consumo e incrementa la implicación de los consumidores en la gestión de su energía, pero a la vez presenta retos sobre su conexión a la red.

Como resultado de este proceso de electrificación, el sistema eléctrico se enfrenta a un problema de variabilidad de la demanda, dado que los

consumidores requieren una disponibilidad de la electricidad cada vez más flexible para abarcar sus distintos usos. Así, los momentos de carga de los vehículos eléctricos, de utilización de las bombas de calor o de necesidad de suministro eléctrico cuando el autoconsumo no esté disponible, provocarán grandes variaciones en la demanda eléctrica frente a aquellos días u horas en las que no existan estas necesidades. Adicionalmente, la demanda eléctrica de los consumidores es estacional, siendo más elevada en los meses con temperaturas más extremas en invierno y en verano, y por ende la generación eléctrica debe estar preparada para hacer frente a estas variaciones.

Los retos del sistema eléctrico

De esta forma, **una generación cada vez más volátil unida a un consumo también más variable** han provocado que los sistemas eléctricos tengan la necesidad de gestionar la volatilidad, para lo cual es **imprescindible contar con tecnologías que aporten mayor flexibilidad y respaldo al sistema**, para así asegurar que la generación sea suficiente para cubrir la demanda de energía, es decir, asegurar el suministro. Este escenario a 2030 y 2050 de alta penetración de una generación variable y no gestionable hace la operación de las redes eléctricas más compleja, identificándose ciertos retos tecnológicos derivados de la sustitución de la generación convencional por sistemas de EERR⁴:

- Rampas de generación (gran disminución o aumento abrupto de generación al atardecer o al amanecer) y necesidad del correspondiente arranque o parada de equipos de generación gestionable;
- Pérdida de capacidad de regulación de tensión y de frecuencia (aportada por generación convencional);
- Pérdida de reserva de potencia para las puntas de consumo debido al desmantelamiento de plantas térmicas convencionales;
- Aumento de las congestiones en el sistema de transporte debido al rápido desarrollo de los sistemas de EERR y a su distribución espacial;
- Reducción de la inercia del sistema debido a la conexión de los sistemas de EERR a través de sistemas electrónicos de potencia (“Módulos de parque eléctrico”)⁵.

⁴ ENTSOE, “NETWORK DEVELOPMENT ENFORCEMENT AND INCENTIVES - Advocacy Paper,” 2019.

⁵ Los “Módulos de Parque Eléctrico” se definen en el REGLAMENTO (UE) 2016/631 de conexión a red de generadores como un sistema que “[...] genera electricidad, que está conectado de forma no síncrona a la red o que está conectado mediante electrónica de potencia.”



Por todo ello, **la introducción masiva de renovables en la generación eléctrica junto con la electrificación de la demanda, introducen un conjunto de retos para la operación del sistema**, y hace necesaria la modernización y actualización del sistema eléctrico, tradicionalmente configurado para dar cabida sólo a las tecnologías convencionales. Así, **los sistemas eléctricos desde el punto de vista técnico necesitan garantizar 3 aspectos fundamentales que van adquiriendo mayor relevancia a medida que se incorpora mayor potencia renovable:**

1) Garantizar la firmeza y disponibilidad del sistema en el medio y largo plazo

El sistema debe asegurar la capacidad de generación de energía eléctrica para cubrir la demanda máxima del sistema (demanda punta), con una probabilidad muy alta y acondicionada para entrar en operación en el parque de generación. Así, la firmeza es una característica propia de las tecnologías gestionables como la nuclear o el gas, pero no de las tecnologías renovables, y en especial la eólica y la fotovoltaica, ya que estas dependen plenamente de la disponibilidad de recurso y no se puede anticipar con seguridad a medio plazo la generación eléctrica que van a poder aportar al sistema en un momento concreto. Debido a esto, resulta imprescindible que haya otras tecnologías que sí sean gestionables y que aporten respaldo al sistema, es decir, que estén operativas y disponibles en todo momento, de manera que el operador del sistema pueda contar con que van a entrar a generar electricidad hasta cubrir la demanda existente cuando las tecnologías renovables no lo puedan hacer.

2) Dotar al sistema de flexibilidad a tiempo real

Es necesario que el sistema eléctrico disponga de tecnologías flexibles que hagan posible la programación y arranque de las unidades de producción para acompañar a la generación y la demanda a corto plazo, de forma que se acomode la intermitencia de la producción renovable, especialmente solar. La dependencia de sol o viento hace que cuando existe disponibilidad de recurso, toda la producción solar o eólica entre a generar electricidad a la vez, llegando incluso a superar la demanda de cada momento. En esta situación, el riesgo de inestabilidad del sistema eléctrico hace que esta energía no se pueda incorporar al sistema y se desperdicie, lo que se conoce como vertido o *curtailment*. Asimismo, en los momentos en los que las renovables no disponen de recurso, como por ejemplo al anochecer, es necesario que otras tecnologías entren a generar electricidad con rapidez para cubrir la demanda y compensar la parada de producción de fuentes renovables. Con una mayor penetración de tecnologías renovables en el *mix* de generación, existen mayores fluctuaciones a lo largo del día y una mayor necesidad de flexibilidad del resto de tecnologías.

3) Conferir mayor relevancia a los servicios de ajuste

Los servicios de ajuste permiten el equilibrado del sistema, de modo que la generación se iguale exactamente a la demanda en todo momento, manteniendo el sistema en equilibrio y con un nivel de seguridad y calidad de suministro adecuado. Con la entrada de tecnologías intermitentes como las renovables es necesario que los servicios de ajuste dispongan de un mayor margen de maniobra para cubrir las diferencias entre la demanda prevista y la demanda real. Así, deben permitir que tanto las propias energías renovables, como otras tecnologías como el almacenamiento aporten su excedente de generación para cubrir la demanda.

Cabe resaltar en este punto cuáles son los principales servicios de ajuste presentes en el sistema eléctrico español, que deben adquirir mayor presencia y peso en el sistema:

- **Mercado intradiario e intradiario continuo:** Durante las 24 horas previas al momento del despacho, los generadores y compradores ajustan sus posiciones de compraventa de energía.
- **Servicio de reservas de sustitución (RR) (sustituye a Gestión de desvíos):** Se utiliza por el Operador del Sistema para resolver los desequilibrios existentes entre la oferta y la demanda identificados pocas horas antes del despacho de energía eléctrica, tras la celebración de cada mercado intradiario.
- **Regulación terciaria:** Sirve para ajustar el desequilibrio existente entre generación y demanda en periodos no superiores a la hora de duración. Se retribuye el servicio de utilización (energía) y su actuación es manual.
- **Regulación secundaria:** Permite al Operador del Sistema disponer de capacidad disponible y muy flexible para resolver automáticamente desequilibrios existentes entre generación y demanda durante 15 minutos. Se retribuyen dos conceptos: disponibilidad (potencia) y utilización (energía).
- **Regulación primaria:** Su objetivo es la corrección automática y casi instantánea de los desequilibrios de frecuencia, hasta poder ser reemplazada por la regulación secundaria. Este servicio es obligatorio y actualmente no está remunerado, pero a futuro deberá remunerarse ya que las tecnologías que lo soportan son no renovables (centrales térmicas).
- **Restricciones técnicas:** Su gestión pretende resolver las problemáticas asociadas a limitaciones en el sistema producción-transporte que pueden darse sobre la programación prevista para el día siguiente, así como las aparecidas en tiempo real.

De esta forma, aquellas tecnologías capaces de aportar cualquiera de los servicios mencionados deben ser retribuidas adecuadamente y así recibir la señal de precio adecuada. Por ejemplo, para que la introducción de las tecnologías de almacenamiento sea eficiente, es necesario que se activen mecanismos de mercado que marquen la entrada en el sistema, para asegurar también la rentabilidad de los proyectos.

Las posibles soluciones: generación flexible, consumo flexible o almacenamiento

Ante la gran volatilidad tanto de la generación como de la demanda, para que los sistemas eléctricos puedan garantizar estos tres aspectos, **es necesario que incorporen nuevas soluciones o tecnologías que puedan aportar firmeza y flexibilidad,** y permitan acomodar también toda la electricidad renovable en el sistema de forma segura. En la actualidad, **existen 3 alternativas** principales para dotar al sistema eléctrico de forma total o parcial de estos servicios y contribuir a afrontar los retos derivados de la Transición Energética:

1) Flexibilidad por parte de la demanda: Mediante la “gestión inteligente de la demanda” o “Demand Response” los grandes consumidores o agregadores de consumidores menores pueden modular de forma voluntaria su consumo e incluso, dejar de consumir ante situaciones de escasez de energía disponible. Así la propia demanda puede ayudar a compensar pequeñas fluctuaciones en la generación renovable.

2) Flexibilidad por parte de la generación: Tradicionalmente, el respaldo y flexibilidad se ha garantizado mediante la existencia de un conjunto de **plantas de generación eléctrica** con suficiente potencia para cubrir el suministro en momentos de máxima demanda y, a su vez, lo suficientemente flexibles, como es el caso de los ciclos combinados.

3) Flexibilidad mediante los Sistemas de Almacenamiento de Energía (SAE)⁶: Estas tecnologías son capaces de almacenar energía eléctrica en horas de menor demanda para después liberarla al sistema en función de las necesidades. Existen distintos tipos de tecnologías de almacenamiento, cada una de las cuales puede aportar flexibilidad y firmeza al sistema en distinta medida, entre las que se encuentran el bombeo, las baterías o el hidrógeno. Una vez cargadas son capaces de operar de forma flexible, con la limitación de su tiempo de uso dependiendo de la tecnología.

En este sentido los SAE pueden estar ligados tanto a la generación como a la demanda para otorgarle flexibilidad, es decir, el almacenamiento puede estar ligado a una planta de generación o bien a un centro de consumo, como por ejemplo a un bloque de casas para permitir una mejora en la gestión del autoconsumo. Así, los SAE se diferencian en función de su uso en 2 tipos principales:

⁶ “ENERGY STORAGE AND STORAGE SERVICES - ENTSO-E Position,” 2016. [Online]. Available: https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/Publications/Position_papers_and_reports/entsoe_pp_storage_web.pdf..”



Los sistemas de almacenamiento (SAE) pueden estar ligados a la generación (“Utility-scale”) y a centros de consumo (almacenamiento “behind-the-meter”).

- **Almacenamiento detrás del medidor o “behind-the-meter” (BTM):** Son sistemas conectados detrás del contador de clientes comerciales, industriales o residenciales. Su objetivo principal es optimizar su demanda y ahorrar en la factura de electricidad a través de la gestión inteligente de la demanda; es decir, almacenando electricidad en la batería cuando es más barato y consumiéndola cuando los precios son más elevados, lo que requiere conocer muy bien el perfil de demanda y los términos del contrato de suministro. Pueden emplearse para distintos usos, tanto a nivel doméstico/residencial como para uso comercial o industrial. Dentro de las baterías BTM, se encontrarían por ejemplo las de los vehículos eléctricos o las baterías junto a paneles solares para autoconsumo.
- **Almacenamiento “Utility-scale”, “front-of-the-meter” (FTM) o a gran escala:** Son sistemas que están conectados a las redes eléctricas de distribución o de transporte o a un activo de generación. Generalmente se usan para proporcionar ciertos servicios de red requeridos por los operadores del sistema, como servicios auxiliares, aliviar la carga de la red o regular la frecuencia. Para ello requieren de una capacidad elevada. Algunos ejemplos son las baterías a gran escala o el bombeo, tal y como se explicará en los apartados siguientes.

Ilustrativo de las tecnologías capaces de aportar respaldo y flexibilidad al sistema

Fuente: Análisis de PwC.

DEMANDA FLEXIBLE	OFERTA FLEXIBLE
 Gestión de la demanda	 Plantas de generación térmica
Los grandes consumidores pueden variar su consumo, e incluso dejar de consumir, para adaptar la demanda a la generación disponible	Las centrales térmicas, como los ciclos combinados, adaptan su producción de forma rápida para permitir la entrada de energía limpia o cubrir la demanda pico
 Sistemas de Almacenamiento de Energía (SAE)	
Las tecnologías de almacenamiento, entre otros, son capaces de almacenar energía eléctrica cuando existe mayor producción, y liberarla cuando sea necesario, compensando la intermitencia de las renovables	
Behind-the-meter (BTM)	Utility-scale o front-of-the-meter (FTM)
Almacenamiento conectado detrás del contador de clientes comerciales, industriales o residenciales	Almacenamiento conectado a las redes de distribución o de transporte o a un activo de generación

De estas 3 principales alternativas, cabe destacar que **las tecnologías de almacenamiento de energía se presentan como herramientas clave para aportar tanto flexibilidad como respaldo al sistema**, entendido este último como la firmeza necesaria a largo plazo y la disponibilidad requerida durante el año en curso. Este informe se centra en analizar los sistemas de almacenamiento, y en concreto los **“Utility-scale”**, dado que gracias a su gran escala son los que pueden contribuir en mayor medida a solucionar los retos del sistema eléctrico. En este sentido, los SAE **“utility-scale”** o **“FTM”** son instalaciones con cada vez mayor capacidad y horas de uso, que pretenden almacenar energía para proporcionar servicios de soporte a toda la red eléctrica y no a un usuario concreto. Así, están preparadas para almacenar electricidad durante horas como las baterías electroquímicas, o incluso para compensar la estacionalidad, como en el caso del bombeo.

Es necesario tener en cuenta que las necesidades de almacenamiento son distintas en función del uso que se les quiera dar y, por tanto, se debe determinar cuál de los distintos tipos de SAE es el más apropiado. Así, las necesidades de los consumidores particulares pueden requerir tan sólo almacenar la energía necesaria para su autoconsumo, mientras el operador del sistema requiere mantener la estabilidad de frecuencia,

ser capaz de reponer el suministro en caso de apagones, cubrir picos de demanda para asegurar siempre el suministro o incluso disponer de electricidad que cubra las variaciones estacionales, servicios que solo el almacenamiento a gran escala puede proporcionar.

El presente informe describe todas las principales tecnologías de almacenamiento y sus distintos usos, si bien se focaliza en los distintos servicios que el almacenamiento energético puede proporcionar a la red para abordar los retos de la transición, como la reducción de vertidos, los servicios de ajuste o capacidad de respaldo. En este sentido, no se realiza un análisis exhaustivo del almacenamiento estacional ni de las necesidades de usuarios domésticos, ya que a lo largo del documento los análisis económicos se han realizado principalmente considerando baterías de unas 4 horas de duración (20 MWh), que solo dan servicio unas horas y con ciclos diarios.

En concreto, **la flexibilidad y el respaldo son servicios imprescindibles** para garantizar la seguridad de suministro y **actualmente se proporcionan principalmente por los ciclos combinados**, por ser la

tecnología actual más desarrollada capaz de aportarlos, aunque sus horas de funcionamiento se están reduciendo (1.000-2.000 heq) y por tanto también sus ingresos. El propio PNIEC establece que se debe mantener la potencia actual de los ciclos combinados a 2030 para así asegurar el respaldo. No obstante, con la progresiva entrada de renovables, la necesidad de respaldo aumenta, y **es necesario dar cabida a otras tecnologías como el almacenamiento que complementen a los ciclos combinados y que, además, al ser menos contaminantes (dependiendo del mix eléctrico de cada momento) se puedan presentar como alternativa para sustituir a estos en el largo plazo.**

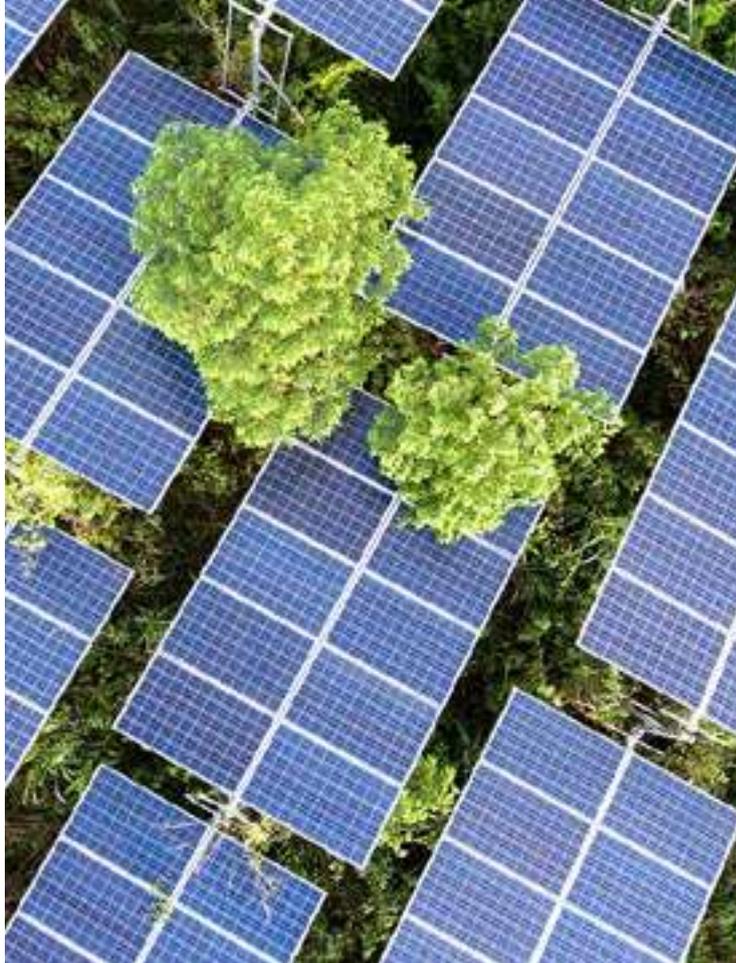
Así, las tecnologías de almacenamiento pueden ser capaces de hacer frente a las brechas existentes en generación y demanda, almacenando energía en los periodos de superávit de generación, de manera que esté disponible cuando existan déficits.

En el contexto de Transición Energética, el almacenamiento permite aprovechar al máximo la generación eléctrica limpia procedente de las energías renovables, contribuyendo a la sostenibilidad medioambiental, a la plena descarbonización del sistema energético y a la efectiva integración de las tecnologías renovables.

Los **rápidos avances tecnológicos**, especialmente en el caso de las baterías, hacen que se trate de tecnologías prometedoras. Todavía sus costes son elevados, pero **su gran escalabilidad hace que su desarrollo en grandes instalaciones sea cada vez más competitivo**. En los últimos 5 años ha caído el precio un 30% y se espera que a 2030 caiga aproximadamente un 50%-60% adicional. Por todo ello, **se espera que el almacenamiento vaya sustituyendo a otras tecnologías convencionales que aportan firmeza y respaldo a largo plazo** al sistema en la actualidad.

En esta misma línea, los distintos países ya han comenzado a realizar desarrollos legislativos para dar cabida al almacenamiento en los sistemas eléctricos.

En la Unión Europea, el Paquete de “Energía Limpia para todos”, incluye ciertas disposiciones que regulan el almacenamiento energético. La Directiva 2019/944 y el Reglamento 2019/943 relativos al mercado interior de la electricidad establecen los principios de un mercado de la electricidad que incentivará los servicios de flexibilidad y las señales de precio adecuadas para la Transición Energética, y la Directiva 2018/2001 hace referencia al uso del



La Unión Europea
y España están
desarrollando
disposiciones
normativas para
dar cabida al
almacenamiento en
el contexto actual de
Transición Energética.



Los sistemas de almacenamiento de energía (SAE) son una tecnología clave para solucionar los retos del sistema, aportando respaldo y generando señales de precio adecuadas.



almacenamiento energético para fomentar la energía renovable. Además, en 2017 se lanzó la Alianza Europea de Baterías, que pretende impulsar el liderazgo europeo a lo largo de la cadena de valor de las baterías, y en julio de 2020 la Estrategia Europea del Hidrógeno, cuyo objetivo es el desarrollo del hidrógeno limpio para contribuir a la descarbonización.

Por su parte, en España, en línea con el PNIEC, en febrero de 2021 el gobierno ha aprobado

“La estrategia de almacenamiento energético”, en la cual se aborda el análisis técnico de las distintas alternativas de almacenamiento, los retos actuales del almacenamiento energético, las líneas de acción para cumplir los objetivos previstos y las oportunidades que supone el almacenamiento para el sistema energético y para el país. La estrategia contempla alcanzar una capacidad de almacenamiento de **20 GW en 2030 y 30 GW en 2050**, considerando tanto almacenamiento *utility-scale* como *behind-the-meter*, lo que respaldará el despliegue de tecnologías renovables, aportando flexibilidad al sistema y estabilidad a la red.

En concreto, desarrolla 10 líneas de acción y 66 medidas que abordan distintos aspectos como la participación del almacenamiento en el sistema energético, la economía circular o las comunidades energéticas; el impulso del hidrógeno renovable, el desarrollo de nuevos modelos de negocio como la segunda vida de baterías, el aprovechamiento del almacenamiento en las islas, el impulso a la I+D+i promoviendo el empleo, o la eliminación de barreras administrativas para facilitar iniciativas y proyectos. En la misma línea, también se ha desarrollado la hoja de ruta del hidrógeno, con el objetivo de fomentar su desarrollo en los próximos años.

Considerando todo lo anterior, **para contribuir a la Transición Energética las distintas tecnologías de almacenamiento deben adquirir 2 papeles fundamentales** dentro del sistema eléctrico:

1. Deben aportar respaldo al sistema para garantizar la integración de renovables de forma eficiente y garantizando la seguridad de suministro

Dado que las energías renovables son intermitentes, el sistema requiere de tecnologías que aporten disponibilidad en cualquier momento y entren a aportar energía en los momentos que exista menor oferta. Así, las tecnologías de almacenamiento deben ser capaces de ponerse a operar de forma rápida y modulable, adaptando su producción para equilibrar la generación y la demanda en función de cómo varíen otras fuentes de generación o el consumo, mejorando la capacidad de gestión de las renovables.

A este respecto, cada tipo de tecnología de almacenamiento puede servir para distintos fines. Por el momento, las baterías pueden ofrecer un equilibrio a lo largo del día compensando horas valle y horas pico, mientras las tecnologías de bombeo o la introducción del hidrógeno en el sistema gasista (*Blending*), se ven como fuentes de almacenamiento estacionario a largo plazo, es decir, que pueden servir para equilibrar los ciclos anuales en función de la demanda y la generación eléctrica.

2. Deben generar señales de precio estables para las renovables

Es necesario que existan señales de precio adecuadas, de forma que se genere interés por parte de los promotores en desarrollar nuevos proyectos de tecnologías limpias, lo que a su vez permitiría a los estados cumplir con las metas energéticas con las que se han comprometido. Las tecnologías de almacenamiento deben ser capaces de absorber energía cuando los precios son bajos por mayor disponibilidad de EERR, y posteriormente poner esa energía a disposición de los consumidores cuando los precios son más elevados y existe una menor oferta renovable, consiguiendo aplanar los precios de la electricidad y mejorando la recuperación de los costes de las EERR, y en especial de la fotovoltaica.

En este sentido, en el corto y medio plazo, este arbitraje de precios por sí sólo no se prevé que sea capaz de generar un marco retributivo suficiente para que los proyectos sean rentables, tal y como se abordará más adelante en el documento. Por ende, además de los mercados de energía, es necesario que el almacenamiento participe en los servicios de ajuste o reciba otro tipo de apoyo regulatorio. Así, el desarrollo de mercados de capacidad permite fijar un marco amplio y estable para el desarrollo de estos proyectos con unas condiciones de rentabilidad suficientes.

En definitiva, **los sistemas eléctricos de todo el mundo se encuentran en un periodo de cambio y de transición hacia un sistema más descarbonizado mediante la integración de renovables y electrificación de la demanda**, lo que implica gran volatilidad en el suministro eléctrico y gran necesidad de respaldo y flexibilidad en el sistema. **Los sistemas de almacenamiento de energía (SAE) están posicionados como una de las principales soluciones para abordar estos problemas, si bien es necesario que se den las señales de precio necesarias para el desarrollo de estos proyectos.**

2



El almacenamiento
como posible solución a los retos
de la Transición Energética

Servicios ofrecidos por las tecnologías de almacenamiento y requisitos para ellos

En línea con lo explicado en el punto anterior, entre las opciones para proveer al sistema de flexibilidad se encuentran los **Sistemas de Almacenamiento de Energía (SAE) "utility-scale"** como una herramienta indispensable y viable para proporcionar estos servicios de red a gran escala. Como se ha expuesto previamente, la compleja

operación de las redes eléctricas futuras necesitará de la implementación de **servicios de red avanzados** que incrementen la calidad de los actuales en el sentido del **aumento de rapidez de respuesta y flexibilidad**, y los SAE pueden aportar varios de estos servicios. Así, se prevé que la presencia del almacenamiento en el sector eléctrico será creciente en el corto y medio plazo, debido a la creciente presencia de fuentes renovables.

Servicios de red que pueden ofrecer los sistemas de almacenamiento (SAE)

Fuente: Análisis de CIEMAT.



- Capacidad de restauración del sistema (*Black-Start*)
- Arbitraje intradiario y estacional
- Apoyo a la generación convencional (cubrir paradas o rampas)



- Flexibilidad al considerar generación distribuida
- Estabilizar de forma transitoria la generación (*firming*)
- Reducción de las limitaciones en la generación renovable (*curtailment*)



- Reducción de puntas de consumo y término de potencia
- Gestión energética en los periodos de mejor tarifa
- Continuidad en el suministro de energía
- Interacción con vehículos eléctricos
- Interacción con almacenamiento térmico (*electric heaters*)



- Regulación y estabilización de la frecuencia (Servicios auxiliares)
- Evitar congestiones de líneas aplazando inversiones
- Control de la tensión



- Capacidad para dar puntas de potencia
- Control dinámico de la tensión local
- Apoyo a contingencias en la red
- Compensación de potencia reactiva
- Calidad de suministro en distribución
- Operación en isla intencionada

Cabe destacar en este punto que otra de las tecnologías que pueden aportar estos servicios son los denominados “Módulos de Parque Eléctrico” con Sistemas de Electrónica de Potencia Avanzada (SEPA)^{7,8} también llamados “*Grid-Forming Converters*”, que son sistemas de electrónica de potencia de conexión a la red eléctrica con capacidades avanzadas de control e interacción con la red. Estos pueden emplearse en combinación con los SAE como se explica posteriormente.

A continuación, se explican en mayor detalle los **servicios de red avanzados que los SAE serían capaces de suministrar**^{9,10}

1) Servicios auxiliares (“*ancillary services*”)

para regulación de frecuencia eléctrica.

REQUISITOS: *Tiempo de suministro de potencia en el orden de segundos (regulación primaria) a minutos en (regulación secundaria)*¹¹.

2) Capacidad de restauración del sistema (“*black start capability*”) desde una situación de *blackout*.

En sistemas eléctricos con alta penetración de renovables, la restauración del sistema necesitará de fuentes de generación estables como podría ser SAE.

REQUISITOS: *Tiempos de suministro del orden de días conectados a través de SEPA con capacidad de generar potencia de manera síncrona.*

3) Respuesta rápida de frecuencia

La pérdida de inercia del sistema hace aumentar las fluctuaciones de frecuencia y la necesidad de una respuesta rápida¹². La reducción de la inercia de los sistemas eléctricos hace que ante la misma magnitud de una perturbación de potencia (fallo de un sistema de generación, o pérdida abrupta de una gran cantidad de consumo), las fluctuaciones de frecuencia sean más acusadas.

REQUISITOS: *Se necesitaría suministrar potencia en una escala temporal de milisegundos a segundos, cubriendo los tiempos de retardo que podrían tener los sistemas de generación convencional que están aportando regulación primaria.*

4) Reserva de potencia de respuesta rápida

para aportar flexibilidad y responder, por ejemplo, a la disminución abrupta de la generación solar al atardecer (rampas). Los SAE instalados con centrales de arranque lento -p.ej. sistemas hidroeléctricos- podrían dar este servicio.

REQUISITOS: *El tiempo de suministro de potencia estaría en el orden de minutos a horas, y el nivel de potencia en el orden de la potencia del sistema al que se da apoyo.*

5) Suministro rápido de energía reactiva para estabilidad de tensión.

Por ejemplo, los “Módulos de Parque Eléctrico” tienen capacidad para suministrar este servicio, pero sería necesario: o bien sobredimensionar los SEPA, o bien limitar la capacidad de generación, ya que parte de la capacidad de manejar potencia estaría siendo usada con potencia reactiva. Aunque los sistemas fotovoltaicos sólo trabajan a plena potencia un 5% del tiempo, existiría riesgo de vertidos o *curtailment*, que podrían minimizarse con SAE.

REQUISITOS: *El tiempo de suministro de potencia estaría en el orden de horas, y el nivel de potencia en el orden de hasta un 15% de la potencia nominal en Europa continental*¹³.

6) Suministro rápido de energía activa para asegurar estabilidad de ángulo ante cortocircuitos de generadores convencionales.

Ante pérdidas de consumo abruptas o cortocircuitos, se puede producir una desestabilización de los generadores. El correcto control de la potencia activa permite asegurar su estabilidad.

REQUISITOS: *El tiempo de suministro de potencia está en el orden de unos pocos ciclos de red (p.ej 100-150 milisegundos) y la potencia del orden de la perturbación, p. ej. pérdida de demanda.*

⁷ J. McLaren, “ADVANCED INVERTER FUNCTIONS TO SUPPORT HIGH LEVELS OF DISTRIBUTED SOLAR - POLICY AND REGULATORY CONSIDERATIONS,” 2014.

⁸ M. Ndreko, S. Rüberg, and W. Winter, “Grid Forming Control for Stable Power Systems with up to 100 % Inverter Based Generation: A Paradigm Scenario Using the IEEE 118-Bus System,” 2018.

⁹ “ENERGY STORAGE AND STORAGE SERVICES - ENTSO-E Position,” 2016. [Online]. Available: [https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/Publications/Position papers and reports/entsoe_pp_storage_web.pdf](https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/Publications/Position%20papers%20and%20reports/entsoe_pp_storage_web.pdf).

¹⁰ ENTSOE, “PowerFacts Europe 2019,” 2019.

¹¹ “A1-Appendix 1: Load-Frequency Control and Performance [E].” Accessed: Nov. 24, 2020. [Online]. Available: https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/pre2015/publications/entsoe/Operation_Handbook/Policy_1_Appendix_final.pdf.

¹² J. I. Sarasúa, G. Martínez-Lucas, and M. Lafoz, “Analysis of alternative frequency control schemes for increasing renewable energy penetration in El Hierro Island power system,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 113, pp. 807–823, Dec. 2019, doi: 10.1016/j.ijepes.2019.06.008.

¹³ Comisión Europea, “Reglamento (UE) 2016/631 de la Comisión de 14 de abril de 2016 que establece un código de red sobre requisitos de conexión de generadores a la red,” *D. Of. la Unión Eur.*, no. 112, 27 de abril, pp. 1–68, 2016.



Existen distintos tipos de tecnologías de almacenamiento, cada una de las cuales puede aportar diferentes servicios al sistema eléctrico en función de sus características técnicas y su grado de desarrollo tecnológico.



7) Suministro de inercia sintética. A pesar de que actualmente no es un servicio necesario ni se retribuye, dado que la inercia necesaria es aportada por las centrales tradicionales a través de la regulación primaria, a futuro será necesario aportar este servicio avanzado de red para que los “Módulos de Parque Eléctrico”, los generadores síncronos u otras tecnologías capaces suministren inercia al sistema sintéticamente, de manera que compense la pérdida de inercia por la reducción de sistemas de generación convencional sincronizados con la red.
REQUISITOS: *El tiempo de suministro sería del orden de segundos (5-20 segundos) y la potencia sería del orden de la potencia nominal del sistema.*

8) Suministro de potencia de cortocircuito. Al igual que en el caso anterior, a futuro la energía almacenada en un SAE puede aportar potencia a una situación de cortocircuito al igual que los generadores síncronos u otras tecnologías, evitando restricción en la generación renovable o *curtailment*, mientras que un SEPA suministraría la corriente que se especificase.
REQUISITOS: *El tiempo típico de eliminación de un fallo de tipo cortocircuito puede estar en torno a 150-300 milisegundos, y sería necesaria la potencia nominal del sistema al que da apoyo.*

9) Aliviar congestión en redes eléctricas. Los SAE permiten una mejor planificación de las líneas de transporte, así como el alivio en la congestión de potencia en las mismas para evitar situaciones de *curtailment*. Se considera tanto desde un punto de vista dinámico, en espacios cortos de tiempo, como desde un punto de vista temporal para posponer inversiones en nuevas líneas. Así, mediante la instalación de un SAE se puede retrasar e incluso eliminar la construcción de nuevas líneas eléctricas, disminuyendo el coste de las inversiones necesarias.
REQUISITOS: *El tiempo necesario de suministro/almacenamiento de potencia estaría en torno a horas y sería necesaria la potencia igual al nivel de congestión de la zona, siendo el límite superior, la potencia instalada de EERR menos la capacidad máxima de la línea.*

10) “Arbitraje” para desacoplar generación y demanda

- Servicios de “arbitraje” intradiario, de manera que se almacene la energía generada cuando sobre, y se utilice cuando se necesite, aprovechando los mejores precios de venta.
REQUISITOS: *Capacidades de almacenamiento en el rango de horas y potencia dependiente del porcentaje de la energía generada que se desee aprovechar.*
- Servicios de “arbitraje” estacional, interesante para redes muy optimizadas en capacidad de generación en las cuales la energía generada total anual es muy cercana a la demandada.
REQUISITOS: *Necesidad de almacenamiento en el rango de meses, y potencia dependiente del porcentaje de la energía generada que de la que se necesite disponer.*

El uso de SAE integrados en sistemas de generación con EERR se justifica de cara a proporcionar los **servicios de red** descritos anteriormente¹⁴ y los **requisitos de conexión a red de generadores** incluidos en los códigos de red (véase REGLAMENTO (UE) 2016/631). En esta línea, se describen a continuación **los requisitos de conexión para los que sería interesante el uso de SAE y SEPA integrados en sistemas de EERR** (p.ej. solar fotovoltaica). En estos casos, de no usarse SAE, sería necesario restringir la generación renovable (*curtailment*) como herramienta de flexibilización, siendo esto ineficiente energética y económicamente.

- **Mantenimiento de la sincronización con la red ante perturbaciones de tensión y frecuencia.**
REQUISITOS: *Esta funcionalidad se suministraría mediante SEPA.*
- **Suministro de servicios auxiliares (regulación de frecuencia) -véase servicio de red 1)-.**
El requisito de este servicio depende de la potencia del sistema y la potencia necesaria podría llegar a ser del orden de un 10% de la potencia instalada del sistema.

¹⁴ J.-M. Durand, M. J. Duarte, and P. Clerens, “European Energy Storage technology Development Roadmap towards 2030,” 2013.

- **Suministro de regulación de tensión (suministro de potencia reactiva) -véase servicio de red 5)-**. El requisito de este servicio depende de la potencia del sistema y la potencia necesaria es del orden del 15% de la potencia del sistema.
- **Suministro de inercia sintética -véase servicio de red 7)-**. Actualmente es opcional.
- **Limitación de la variación de la potencia inyectada.** Sistemas eléctricos con redes débiles se están proponiendo limitaciones al incremento/decremento de la potencia generada por EERR de cara a limitar su variabilidad. Ejemplos de requerimientos de este tipo se pueden encontrar en sistemas insulares como Puerto Rico, Irlanda y Hawái. Por ejemplo, Puerto Rico¹⁵ limita la variación de potencia a un 10% por minuto sobre el valor nominal.
REQUISITOS: *Se puede implementar mediante SAE. La necesidad temporal y de potencia dependerá de la variabilidad de la generación del sistema EERR en cuestión.*

Tecnologías actuales de almacenamiento de energía

Dada la gran cantidad de servicios de red que son capaces de prestar los SAE, se espera que estos tengan un desarrollo acelerado en el futuro próximo. No obstante, no todos los SAE son capaces de aportar todos los servicios, ya que dependerá de que cumplan con los requisitos exigidos para cada aplicación. **Se presentan a continuación los distintos tipos de tecnologías de almacenamiento de energía susceptibles de ser utilizadas en aplicaciones de redes eléctricas hoy en día.**

Para distinguir los tipos de almacenamiento, resulta importante tener en cuenta tanto sus capacidades o prestaciones en cuanto a la cantidad de energía almacenada (kWh) como a la potencia suministrada (kW), pues dependiendo del uso que se quiere dar al SAE, serán necesarias unas características concretas y, por tanto, serán más adecuadas unas tecnologías que otras. De esta forma, se detallan para cada tipo de SAE sus principales características técnicas, sus retos, su grado de desarrollo y qué servicios pueden aportar. A grandes rasgos, los SAE “Utility-Scale” se dividen en 5 grupos principales, con sus respectivos subtipos:

Ilustrativo de los tipos de Sistemas de Almacenamiento de Energía (SAE)

Fuente: Análisis de CIEMAT.



¹⁵ JV. Gevorgian and S. Booth, “Review of PREPA Technical Requirements for Interconnecting Wind and Solar Generation,” 2013. Accessed: Nov. 24, 2020. [Online]. Available: www.nrel.gov/publications.

1. Almacenamiento químico en forma de hidrógeno y compuestos hidrogenados

El hidrógeno (H_2) es el principal portador, aunque es interesante también considerar los compuestos hidrogenados^{16,17,18}. El H_2 puede almacenarse en estado líquido a temperatura criogénica, en estado gaseoso entre 200 y 700 bar, y en estado sólido en forma de hidruros. Por otra parte, las tecnologías principales de pila de combustible son la alcalina, membranas de intercambio de protones (PEM, por sus siglas en inglés) y de óxido sólido.

Destaca en este punto el hidrógeno verde, que es el producido por electrólisis del agua a partir de electricidad renovable sin emitir CO_2 , ya que se presenta como una solución clave para el almacenamiento energético de origen renovable debido a la gran evolución que ha tenido y que se espera que tenga en los próximos años. El hidrógeno verde tiene grandes ventajas, ya que además de ser 100% renovable, no emite gases contaminantes en su producción, y es almacenable, tanto en tanques de hidrógeno comprimido como en la red de gas, de manera que permite posponer su uso. De esta forma, es una tecnología muy versátil que puede transformarse de nuevo en electricidad o en otros combustibles sintéticos, y puede servir como un vector de descarbonización tanto para fines domésticos, de movilidad o para industrias de gran consumo.

Además, al poder inyectarse en el sistema gasista permite su transporte y el aprovechamiento de las infraestructuras existentes. De hecho, según la hoja de ruta del hidrógeno aprobada por el gobierno, las redes gasistas modernas como la española podrían aguantar la inyección de hasta un 10% de hidrógeno sin consecuencias negativas. A futuro, se espera que también llegue a cubrir las necesidades de almacenamiento estacional de energía, aunque todavía es necesario que se desarrolle por completo y que se despejen algunas de las incertidumbres existentes, como su coste de producción o su seguridad.

Así, el hidrógeno es una tecnología que puede llegar a permitir capacidades altas de almacenamiento, aunque los niveles que se manejan hoy en día tanto de potencia como de energía son bajos, decenas de kW. Podría resultar adecuado en un futuro para servicios de arbitraje de energía y almacenamiento estacional. Sin embargo, hoy en día tiene un desarrollo más rápido en aplicaciones de movilidad y en ciertos procesos industriales como vector energético (*power to X*) que como almacenamiento masivo de energía aplicado directamente a la red eléctrica.

Los principales inconvenientes con los que cuenta el almacenamiento químico con H_2 hoy en día son los altos costes de inversión, baja disponibilidad de componentes con altos rendimientos para almacenamiento a gran escala, bajo grado de madurez en instalaciones a escala de MW, y bajos rendimientos de las pilas de combustible de alta densidad de corriente, así como de los procesos químicos para formar combustibles. En relación con la respuesta, las pilas de combustible son dispositivos de respuesta semi-rápida, pudiendo reaccionar en tiempos en el rango de 1-5 segundos a cambios en la generación/demanda. Esto las haría también válidas para dar servicios de ajuste como la regulación secundaria de frecuencia.

¹⁶ Teller, O., Nicolai, J. P., Lafoz, M., Laing, D., Tamme, R., Pedersen, A. S., ... & Gigliucci, G. (2019). Joint EASE/EERA recommendations for a European energy storage technology development roadmap towards 2030. Joint European Association for Storage of Energy (EASE).

¹⁷ Moradi, R., & Groth, K. M. (2019). Hydrogen storage and delivery: Review of the state of the art technologies and risk and reliability analysis. *International Journal of Hydrogen Energy*, 44(23), 12254-12269.

¹⁸ Kaur, M., & Pal, K. (2019). Review on hydrogen storage materials and methods from an electrochemical viewpoint. *Journal of Energy Storage*, 23, 234-249.

Tabla 1. Rango de características de combustibles de H₂

Fuente: EASE/EERA.

GAS COMPRIMIDO (H ₂)	H ₂ CRIOGÉNICO	H ₂ HIDRURO
Densidad volumétrica (Kg H₂/m³)		
17 - 33	35 - 40	< 150
Densidad gravimétrica (MWh/Kg)		
3 - 4,8	6,5 - 14	4,7 - 5,5
Coste (\$/kg H₂)		
400 - 700	200 - 270	> 500

Tabla 2. Rango de características de funcionamiento de tecnologías de electrólisis

Fuente: EASE/EERA.

TECNOLOGÍA ALCALINA	TECNOLOGÍA PEM	TECNOLOGÍA ÓXIDO SÓLIDO
Densidad de corriente (A/cm²)		
0,2 - 0,5	0,2 - 1	0,2 - 0,5
Durabilidad (h)		
100.000	10.000	1.000
Número de ciclos		
Bajo	-	-
Producción (kg/h)		
< 50	< 1	< 1
Coste no energético (€/kg H₂)		
5	5	5

Tabla 3. Rango de características de funcionamiento de almacenadores electroquímicos para conexión a red

Fuente: EASE/EERA y Bloomberg.

BATERÍAS DE ION LITIO	BATERÍAS DE FLUJO	SUPERCONDENSADORES (SCs)
Potencia específica		
1 - 3 kW/Kg	800 W/m ²	10 - 20 kW/Kg
Energía específica (Wh/kg)		
120 - 240	20 - 60	< 10
Número de ciclos		
5.000 - 10.000	> 10.000	> 1.000.000
Tiempo de respuesta (s)		
< 1	< 1	< 1
Precio del sistema (€/kWh)		
250 - 500	400 - 800 (600 €/kW)	10.000

2. Almacenamiento electroquímico

Dentro del almacenamiento electroquímico, los dos principales exponentes son las **baterías** y los condensadores electroquímicos de doble capa o **supercondensadores** o ultracondensadores (SCs)^{19,20,21}. En el caso de las baterías, el grado de madurez de la tecnología depende de la química seleccionada y de la aplicación. Las baterías son un sistema de almacenamiento versátil porque hay soluciones que cubren desde unos pocos kWh y kW hasta sistemas de gran capacidad de almacenamiento y considerable potencia.

Para sistemas de almacenamiento conectados a red, aunque hay tecnologías maduras como las baterías de sodio-azufre (NaS), no han tenido un despliegue importante. Otras tecnologías como las baterías de Ion-Litio, de flujo y níquel-metal hidruro se encuentran también en fases avanzadas de desarrollo, siendo las dos primeras las más prometedoras para aplicaciones de red. Las baterías de Ion-Litio son las más desarrolladas y con mejores prestaciones a nivel general. Dentro de estas se pueden encontrar varios tipos, atendiendo a un uso más enfocado a potencia o a energía, aunque de manera general son una tecnología más utilizada para dar soluciones basadas en energía.

Conviene destacar en este punto que, en una batería de flujo, la potencia específica viene dada por la potencia en función de la superficie de membrana de intercambio. Por tanto, resulta difícil compararla con otras tecnologías en términos de peso, porque hay mucho equipamiento auxiliar asociado. Asimismo, los tiempos de respuesta de estas tecnologías son muy bajos, e incluso las baterías de Ion-Litio pueden ser igual de rápidas que los supercondensadores. Respecto a sus precios, para las baterías de flujo el coste en términos de energía podría llegar a ser menor que en las baterías de litio cuando se manejan energías más elevadas, si bien para los mismos usos las baterías de flujo son más caras que las de Ion-Litio.

En base a las características presentadas en la *Tabla 3*, corroborado por la ENTSO-E desde 2016, las baterías se han posicionado como el principal sistema de almacenamiento para proporcionar una amplia cantidad de servicios de red, como son: regulación primaria, secundaria y terciaria de frecuencia en función de la dimensión del sistema, mitigación de huecos de tensión en líneas de transporte y distribución, disminuir las inversiones destinadas a aumentar las capacidades de las redes de transporte

¹⁹ Beard, K. W. (2019). Linden's handbook of batteries. McGraw-Hill Education.

²⁰ Sharma, K., Arora, A., & Tripathi, S. K. (2019). Review of supercapacitors: materials and devices. *Journal of Energy Storage*, 21, 801-825.

²¹ Raghavendra, K. V. G., Vinoth, R., Zeb, K., Gopi, C. V. M., Sambasivam, S., Kummara, M. R., ... & Kim, H. J. (2020). An intuitive review of supercapacitors with recent progress and novel device applications. *Journal of Energy Storage*, 31, 101652.

y distribución, mejorar la respuesta ante rampas, reducir las oscilaciones y vertidos de las energías renovables, regulación de tensión y arranque de sistemas. Hay muchos ejemplos de casos de éxito que se pueden encontrar en la literatura, algunos de los cuales se destacarán más adelante en el informe.

Aunque el coste se espera que baje en los próximos años, este sigue siendo uno de los principales inconvenientes. Sin embargo, es más importante la pérdida de capacidad que experimenta tras un número de ciclos de carga y descarga.

Los **SCs** son una tecnología que suele englobarse en el almacenamiento de tipo eléctrico, ya que el almacenamiento de energía es electrostático. Ha experimentado un gran desarrollo durante los últimos 15 años y aunque continúa mejorando sus prestaciones a nivel de tensión de celda (3V actualmente) y de densidad de energía, se puede considerar madura, con bastantes soluciones comerciales disponibles. Los SCs son dispositivos de muy alta potencia, baja energía, muy alta velocidad de respuesta y elevada ciclabilidad. Son adecuados para mejorar la calidad de servicio, desde reforzar la estabilidad transitoria de las líneas de transporte, hasta la regulación primaria de frecuencia, pasando por el suministro de potencia para mantener estabilidad de ángulos, inercia sintética y respuesta ante rampas. Tienen una interesante aplicación como parte de un sistema híbrido de almacenamiento, como se describirá más adelante.

Una característica común de los sistemas electroquímicos es que la potencia y la energía están íntimamente ligadas y acopladas, de forma que en la mayoría de las aplicaciones se diseña por potencia o por energía (la variable más restrictiva) resultando un remanente en la otra variable. Sólo las baterías de flujo permiten desacoplar potencia y energía, permitiendo un dimensionado muy ajustado del sistema.

3. Almacenamiento mecánico

En este bloque están el **hidrobombeo**²² como tecnología totalmente madura, muy extendida a nivel mundial y que cubre del orden del 95% de la capacidad de almacenamiento. Es un almacenamiento masivo con enormes valores de energía, apropiado para el almacenamiento estacional y con valores de potencia muy elevados también. Entre los inconvenientes están que requiere una localización específica muy determinada para poder instalarse, la baja capacidad de respuesta rápida de los sistemas convencionales, sólo solucionada por los costosos sistemas de velocidad variable, la enorme inversión que requiere y un impacto ambiental que normalmente es elevado.

El almacenamiento con **aire comprimido (CAES)**²³, a pesar del bajo número de instalaciones existente, puede considerarse una tecnología madura, ya que el proceso de almacenaje y descarga de energía es ampliamente conocido y utilizado en la industria.

Tanto el CAES como el hidrobombeo, dadas sus características de almacenadores masivos con una respuesta lenta, pueden utilizarse para almacenamiento estacional y para arbitraje. Además, pueden dar una respuesta rápida para suministrar energía en horas pico, y para estabilizar la red durante cortes no planificados de otras plantas de energía. Por último, también pueden realizar arranques de restauración del sistema ("*black start*").

Los **volantes de inercia o flywheels**²⁴ tienen un alto grado de madurez, contando con un gran número de fabricantes en el mercado. Además, tienen una elevada rapidez de respuesta (milisegundos) y soportan un número casi ilimitado de ciclos de carga-descarga. Por tanto, pueden utilizarse para servicios de estabilidad de red tanto de frecuencia (primaria y secundaria principalmente) como de tensión, así como dar inercia sintética y respuesta rápida ante rampas. También pueden contribuir a la

²² Rehman, S., Al-Hadhrani, L. M., & Alam, M. M. (2015). Pumped hydro energy storage system: A technological review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 44, 586-598.

²³ Chen, L., Zheng, T., Mei, S., Xue, X., Liu, B., & Lu, Q. (2016). Review and prospect of compressed air energy storage system. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, 4(4), 529-541.

²⁴ Faraji, F., Majazi, A., & Al-Haddad, K. (2017). A comprehensive review of flywheel energy storage system technology. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 67, 477-490.

Tabla 4. Rango de características de funcionamiento de almacenadores mecánicos para conexión a red

Fuente: EASE-EERA.

AIRE COMPRIMIDO (CAES)	VOLANTE DE INERCIA	HIDRO-BOMBEO
Potencia específica		
200 - 1.000 MW	100 kW - 250 kW	200 - 350 MW
Energía típica		
2,5 - 3.000 MWh	5 kWh	> 5 GWh
Durabilidad		
40 - 100 años	> 1.000.000 ciclos	40 - 80 años
Tiempo de respuesta		
30 s - 14 min	< 1 s	15 s - 10 min
Precio del sistema (€/kWh)		
200 - 250	3.000	350 - 1.500

reducción de vertidos y compensación de oscilaciones de potencia asociadas a las energías renovables. Una característica interesante de los volantes de inercia es el desacoplo completo entre la potencia y la energía, pudiendo encontrarse soluciones para combinaciones muy diferentes de potencia y energía, siendo posible ajustar mejor el diseño a la aplicación.

4. Almacenamiento térmico

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)²⁵. La más madura es la tecnología en forma de calor sensible, ampliamente utilizada en el ámbito doméstico y la industria en baja temperatura (<100 °C), aunque la que más aplicación tiene a una escala de almacenamiento masivo de cara a la red eléctrica es la de calor sensible a alta temperatura, muy extendida en combinación con la energía solar de concentración (CSP), utilizando para el almacenamiento un intercambio calorífico entre dos tanques de sales fundidas.

Hoy en día se está investigando su utilización a partir de otro tipo de renovables o de excedentes de electricidad, siendo crítico el sistema para calentar las sales. Este sistema tiene además una extensión interesante como aprovechamiento de antiguas centrales térmicas, ya que podría reutilizar una parte importante de las instalaciones existentes.

Se trata de un almacenamiento masivo en términos de energía (0,1 GWh hasta 6 GWh), de muy alta potencia (de 50 MW hasta 300 MW), aunque su tiempo de respuesta es bajo (muchos segundos o incluso minutos) por los tiempos de operación de los grupos térmicos. Por otro lado, requiere altos costes de inversión (especialmente para calor latente o alta temperatura), tiene baja densidad de energía (80 a 200 Wh/kg) y tiene bajo rendimiento, en torno al 60% en el ciclo completo porque produce altas pérdidas de calor en el tiempo. De cara a sus aplicaciones en la red, se espera que el almacenamiento térmico contribuya al almacenamiento estacional, en combinación con otras tecnologías.

²⁵ Sarbu, I., & Sebarchievici, C. (2018). A comprehensive review of thermal energy storage. Sustainability, 10(1), 191.

5. Hibridación de Sistemas de Almacenamiento

La hibridación no es un tipo de SAE, sino que consiste en la combinación de varios tipos de tecnologías de almacenamiento a la vez. Así, a un sistema de almacenamiento de energía se le pide que tenga: i) una respuesta rápida de potencia; ii) la posibilidad de soportar un número importante de ciclos de carga y descarga; y iii) una importante capacidad de energía (E) y de potencia (P).

Desgraciadamente no es fácil encontrar hoy en día una tecnología que sea capaz de reunir estas tres características de manera suficiente y por tanto en algunas aplicaciones es necesario considerar varias tecnologías conjuntamente que combinen sus capacidades y posibilidades. Una gestión adecuada de la operación de estas puede producir un gran valor añadido. Basta considerar la aproximación de que, con dos sistemas de almacenamiento que aportan una P y E determinada, se cumplen de manera más ajustada los requerimientos en términos de P y E de una aplicación.

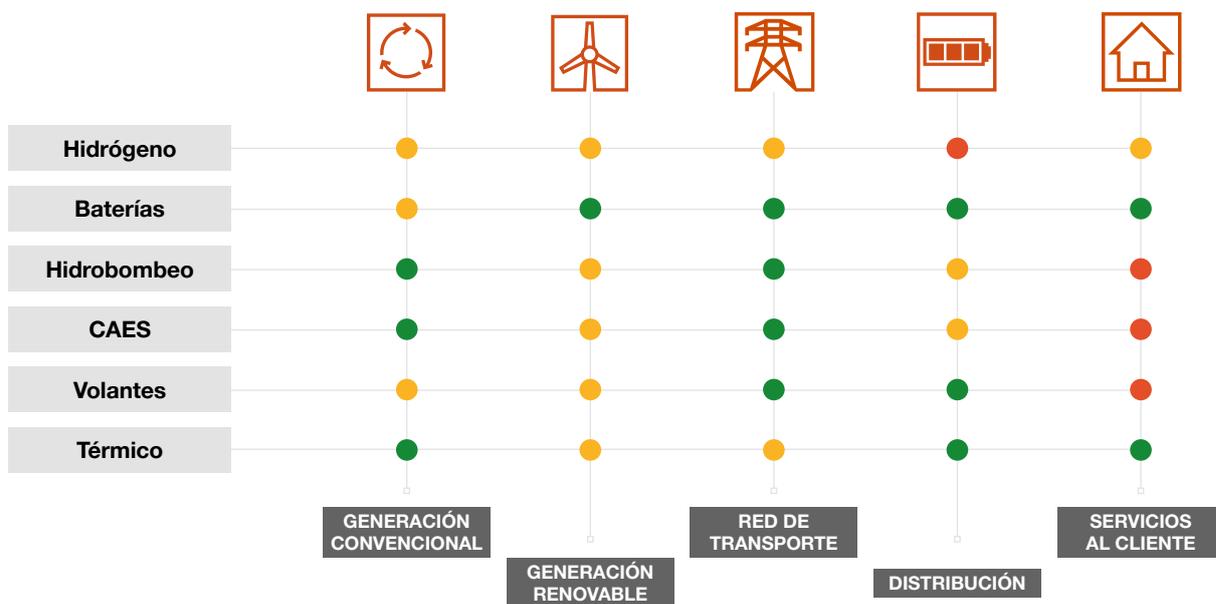
Las hibridaciones de almacenamiento que resultan de mayor interés normalmente se producen mediante la combinación de almacenamientos masivos como el hidrobombeo, el almacenamiento térmico o el hidrógeno, con tecnologías que aportan una rápida respuesta dinámica, como pueden ser baterías,

supercondensadores o volantes de inercia. Es decir, se considera la combinación de un sistema de los denominados “lentos” con un sistema “rápido”. Así, algunos ejemplos de hibridación que están dando resultados de éxito en la actualidad son las combinaciones de: baterías y supercondensadores o baterías y volantes de inercia, hidrobombeo o hidroeléctrica con baterías o volantes de inercia, o sistemas basados en hidrógeno y supercondensadores.

Finalmente, cabe concluir que las distintas tecnologías de almacenamiento **permiten solucionar los retos de la transición aportando distintos servicios al sistema eléctricos**. Es decir, se puede determinar que **los distintos tipos de almacenamiento pueden satisfacer distintas necesidades del sistema**. En este sentido destacan las baterías, tal y como se detalla en los siguientes apartados, dado que es la tecnología de la que se espera una mayor eficiencia en costes a futuro, tiene mayor capacidad de implantación a gran escala y es capaz de aportar gran diversidad de servicios de red. Además, permiten evitar vertidos eléctricos y pueden convertirse en un elemento fundamental ligado al desarrollo fotovoltaico. No obstante, por sí solas las baterías no alcanzarían la capacidad necesaria para ser la única tecnología encargada de dar respaldo y flexibilidad al sistema.

Capacidad de los SAE de aportar cada servicio

Fuente: Análisis de CIEMAT.



Seleccionar la tecnología de almacenamiento más adecuada para cada aplicación implica considerar necesidades de potencia, energía, número de ciclos y rapidez de respuesta del sistema.

Metodología para definir la mejor solución de almacenamiento de energía

Una vez definido el problema o problemas que se quieren abordar desde el punto de vista del sistema eléctrico, y habiendo considerado las características técnicas de los sistemas de almacenamiento (SAE) disponibles en el mercado, es necesario establecer un **método para seleccionar la tecnología más adecuada para cada aplicación** concreta, dado que no todos los SAE son capaces de aportar todos los servicios requeridos.

De este modo, hay que desarrollar un **proceso de análisis que permita definir las necesidades de potencia (P kW), energía (E kWh), número de ciclos (N) y necesidad de respuesta (t sec) del SAE**. Para ello, será necesario considerar los perfiles temporales de recurso renovable, así como los datos de demanda en una zona concreta de la red, o bien a nivel global, dependiendo del ámbito del estudio. Es importante considerar un ámbito de tiempo lo suficientemente amplio, que incluya la variabilidad a nivel diario e incluso estacional, siendo recomendable un año completo.

A partir de ahí, **se calcularán los citados parámetros que debe tener el SAE para cubrir las necesidades establecidas**, considerando un cierto grado de confianza. Asimismo, hay que tener en cuenta que las predicciones en el recurso renovable pueden reducir incluso a 1/3 las necesidades de almacenamiento para una aplicación, según han comprobado estudios previos.

En definitiva, es fundamental **identificar de la forma más concreta posible los servicios que se quieren aportar con el SAE y utilizar una metodología adecuada de dimensionado y selección de la tecnología o tecnologías de almacenamiento a utilizar**. De esta manera, se podrá optimizar tanto la inversión a realizar, como la operación de los sistemas, alargando lo máximo posible la vida útil de los SAE y mejorando, por tanto, el beneficio obtenido.





3



Situación actual
de las baterías
en los principales
mercados mundiales

Las tecnologías de baterías más utilizadas en la actualidad

Como se ha explicado, hoy en día existen múltiples soluciones de almacenamiento de energía eléctrica, entre las cuales destaca el hidrobombeo, por ser la tecnología más extendida al representar entorno al 95% de la capacidad total de almacenamiento instalada en la actualidad, y las baterías electroquímicas, por sus rápidos avances y mejora de sus costes de instalación.

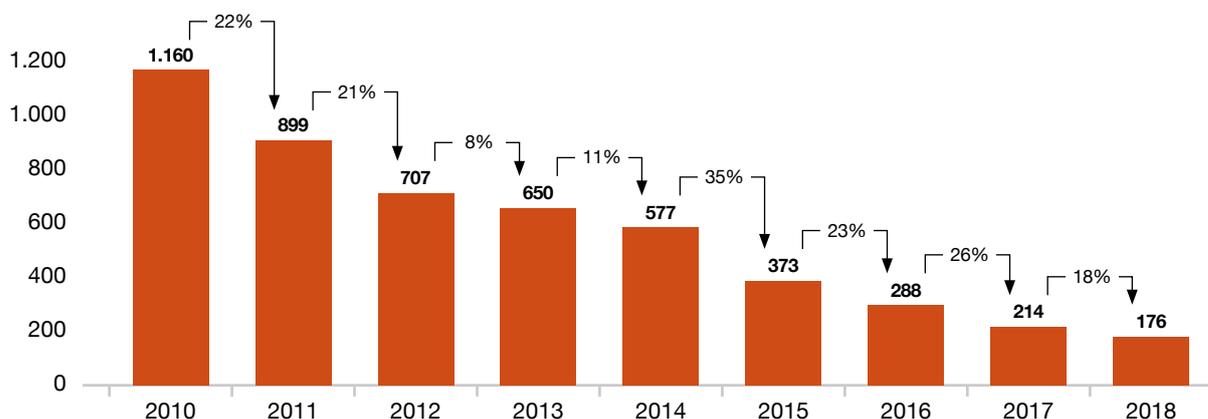
En concreto, **la reducción de costes de las celdas de las baterías de iones de litio del entorno al 85% entre 2010 y 2018 ha hecho que sea la tecnología dominante en las aplicaciones de almacenamiento de energía estacionarias a escala de red.** Además, su rápida respuesta las permite participar en los servicios auxiliares, y su alta densidad energética facilita la instalación de grandes capacidades en espacios razonables. **Las tecnologías de baterías de iones de litio más utilizadas en la actualidad son dos: la que dispone de cátodos de Níquel-Manganeso-Cobalto (NMC) que es la más ampliamente utilizada, por su compromiso entre prestaciones y coste, y la batería avanzada de titanato de Litio LI-TI,** que es más cara que las modernas de LI, pero tiene ciertas ventajas en cuanto al número de ciclos y una tasa de descarga mayor. Asimismo, también destacan las baterías LiFePO4 que junto con las NMC son las tecnologías más utilizadas para proyectos de almacenamiento en baterías a escala de red, ya que son de las más interesantes desde el punto de vista de seguridad, aunque su coste es mayor y sus densidades, tanto de energía como de potencia son menores que las NMC.

Las baterías de iones de litio se han posicionado como la tecnología principal para proporcionar almacenamiento estacionario, gracias a la gran reducción de sus costes y a sus múltiples aplicaciones.

Evolución del precio de las celdas de las baterías de Ion-Litio [\$/kWh]

Fuente: BloombergNEF.

Precio de las celdas de las baterías



De esta forma, **las baterías electroquímicas y especialmente las baterías de iones de litio presentan múltiples ventajas al disponer de una respuesta muy rápida y de la posibilidad de conformar sistemas de almacenamiento con suficiente capacidad para permitir la gestión de potencias altas (en el entorno de 100 MW) durante varias horas (en el entorno de 4 horas)**. Además, su modularidad permite desarrollar aplicaciones desde la escala “*behind-the-meter*” a grandes instalaciones a escala de red “*front-of-the-meter*”. Aunque su eficiencia es muy alta, su coste es todavía hoy en día elevado, pero el gran potencial de desarrollo de múltiples opciones químicas y la gran demanda de baterías está permitiendo una progresiva reducción de costes a medio plazo. Para 2030 se espera que los costes totales de instalación de baterías de Ion-Litio se reduzcan entre un 50% y 60%, impulsado por la optimización de las instalaciones de fabricación, mejores combinaciones y menor uso de material²⁶ y además se espera lograr mitigar algunas de las problemáticas que todavía hoy en día presentan.

Respecto al uso de baterías junto a plantas solares fotovoltaicas, **la instalación de baterías en paralelo permite reducir los vertidos o la venta de energía en las horas de mayor producción**, ya que, con el progresivo incremento de capacidad solar fotovoltaica instalada, los precios del mercado tienden a ser muy bajos durante las horas del mediodía. Además, permiten ofrecer capacidad firme al sistema dotándolo de capacidad de gestión a la energía solar fotovoltaica generada. Por tanto, las baterías son un elemento fundamental ligado al gran desarrollo y penetración de la energía solar fotovoltaica que se espera en los próximos años. Asimismo, las baterías pueden apoyar a la operación del sistema en aquellos servicios auxiliares (regulación rápida de frecuencia, suavizado de rampas, arranque desde cero, etc.) que estén remunerados adecuadamente²⁷.

Por todo ello, la situación actual de desarrollo de las baterías electroquímicas para aplicaciones estacionarias es muy prometedora. **En la actualidad, se están desplegando principalmente en las regiones donde existe la estructura reguladora adecuada** (por ejemplo, en Reino Unido, en Alemania,

en California o en Australia), **en áreas con gran volatilidad de los precios de la electricidad y excelentes recursos solares** (Sur de EEUU) **o en lugares con alta penetración de energías renovables variables e interconexión a través de largas líneas eléctricas con problemas de estabilidad** (Sur de Australia).

En la misma línea, las baterías de iones de litio se han posicionado como la tecnología líder en almacenamiento gracias a su relativa alta densidad de energía (300-400 kWh/m³). Así, en la actualidad la compañía Tesla comercializa el sistema de baterías más grande y denso del mundo, llamado “*Megapack*” con una capacidad a escala de gigavatios y una de las instalaciones más rápidas del mercado. Se trata de módulos de hasta 3 MWh de capacidad que ocupan como un contenedor (7,1m largo x 1,6m ancho x 2,5m alto) y que se van agrupando hasta formar una mega batería. Con esta solución Tesla puede desplegar una planta de energía de 1 GWh y 250 MW en menos de tres meses en una superficie de 12.140 metros cuadrados, es decir, cuatro veces más rápido que poner en funcionamiento una planta de energía convencional de ese tamaño.

En estas condiciones, el almacenamiento de energía en baterías puede jugar un papel muy significativo, y por eso actualmente ya se están promoviendo múltiples instalaciones de almacenamiento en baterías.

Así, la capacidad total de baterías para aplicaciones estacionarias podría aumentar de una estimación actual de 11 GWh a entre 100 GWh y 167 GWh en 2030. La demanda total de baterías de iones de litio se duplica aproximadamente cada 2 o 3 años, aunque las aplicaciones de movilidad suponen la mayor parte. Hay que tener en cuenta que las baterías para aplicaciones estacionarias tienen un coste mayor que las utilizadas en vehículos eléctricos debido a que el alto volumen de mercado del vehículo eléctrico consigue precios más competitivos y a que en las aplicaciones estacionarias el coste de la electrónica de potencia para la conexión a la red supone un porcentaje mucho más importante del coste total que en un vehículo eléctrico, y este debe tenerse en cuenta.

²⁶ IRENA (2017), *Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

²⁷ IRENA (2020), *Electricity Storage Valuation Framework: Assessing system value and ensuring project viability*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.



Para que los proyectos de baterías sean rentables y los inversores reciban una señal de precio adecuada, resulta necesario que existan otros ingresos complementarios al diferencial de precio obtenido mediante arbitraje, como los ingresos por respaldo o servicios de ajuste.

El modelo económico de las baterías

Para promover una instalación de almacenamiento, además de disponer de la capacidad técnica de resolver las problemáticas asociadas a la progresiva integración de energías renovables variables, como son la flexibilidad y la firmeza, la instalación tiene que ser viable económicamente. Para ello resulta necesario analizar el modelo de negocio de las baterías, así como cuáles son las políticas y regulaciones que aplican en el lugar donde se pretende promover la instalación.

De esta forma, para comprender la situación actual de las baterías, **resulta necesario entender su modelo económico**, es decir, conocer **cuáles son las fuentes de ingresos y de gastos de un proyecto de baterías utility-scale hoy en día**. En este sentido, las baterías obtienen sus ingresos de 3 fuentes principales, aunque en cada país cada una tendrá un mayor o menor peso en función de la configuración del sistema eléctrico concreto: mediante el arbitraje de precios, por sus servicios en regulación del sistema o de otros ingresos regulados.

Por un lado, las baterías consiguen obtener un margen **a través del arbitraje entre precios** de punta y valle y la absorción de vertidos, es decir, comprando cuando la electricidad es más barata y hay mayor oferta, y vendiendo cuando existe menor oferta y el precio es mayor. Este margen depende mucho de la producción y de la demanda de cada día, y a futuro se irá reduciendo con el aplanamiento de la curva de precios con la entrada de mayor capacidad solar y de baterías.

Asimismo, pueden obtener unos ingresos **por su participación en los servicios de ajuste o de regulación del sistema**. Así, reciben remuneración por entrar a despachar energía o dejar de despachar en el momento exacto para casar la producción y la demanda o regular la frecuencia.



Por último, los proyectos de baterías pueden **recibir ingresos de otras fuentes, como los mecanismos de capacidad, las subvenciones o la retribución regulada** que estén definidos en cada sistema eléctrico. En este sentido, la existencia de un mecanismo de capacidad que retribuya la potencia de respaldo disponible y que permita la concurrencia de distintas tecnologías entre las que se

encuentre el almacenamiento, puede suponer la retribución extra necesaria para que estos proyectos sean viables y rentables económicamente. Como ejemplo, en Francia, el almacenamiento se ha llevado dos tercios de la capacidad de la última subasta a largo plazo con unos ingresos garantizados entre 19.000 y 29.000 €/MW. **Por el lado de los costes, los proyectos de baterías**

Ingresos y gastos de las baterías

Fuente: Lazard y Análisis de PwC.

		Concepto	Descripción
Ingresos		Arbitraje	Compraventa de energía: consiste en aprovechar las diferencias entre los precios horarios para obtener beneficios
		Regulación	Venta de energía, adquirida en momentos de precios bajos, en los mercados de servicios de regulación del sistema
		Otros ingresos	Otros ingresos que provienen de posibles mecanismos de capacidad, apoyo regulado, etc.
Gastos	CAPEX	Celdas	Coste de los módulos de almacenamiento
		Transformador	Inversores para la conversión DC/AC
		EPC	Costes de ingeniería y construcción
		BOS	Instalaciones eléctricas
	OPEX	O&M	Gastos de operación y mantenimiento
		Garantía	Coste asociado a la garantía de la batería
		CAPEX de reposición	Coste de mantener la capacidad nominal de almacenamiento (O&M)



presentan unos elevados costes de inversión inicial (CAPEX), además de los costes de su funcionamiento (OPEX) durante su vida útil.

Dentro del CAPEX de estos proyectos se incluyen:

- Las propias celdas o baterías, que representan el coste de la propia tecnología o módulo de almacenamiento.
- Los transformadores o inversores, que incluyen el coste del equipo electrónico que permite modular y transformar la corriente eléctrica para la conversión entre corriente continua (DC) y corriente alterna (AC).
- EPC (*Engineering, Procurement, and Construction*) o costes de la ingeniería y construcción del proyecto.
- BOS (*Balance of System*), coste de las instalaciones eléctricas, es decir, de los componentes complementarios necesarios para unir mecánicamente la batería y permitir que se conecte eléctricamente a la red.

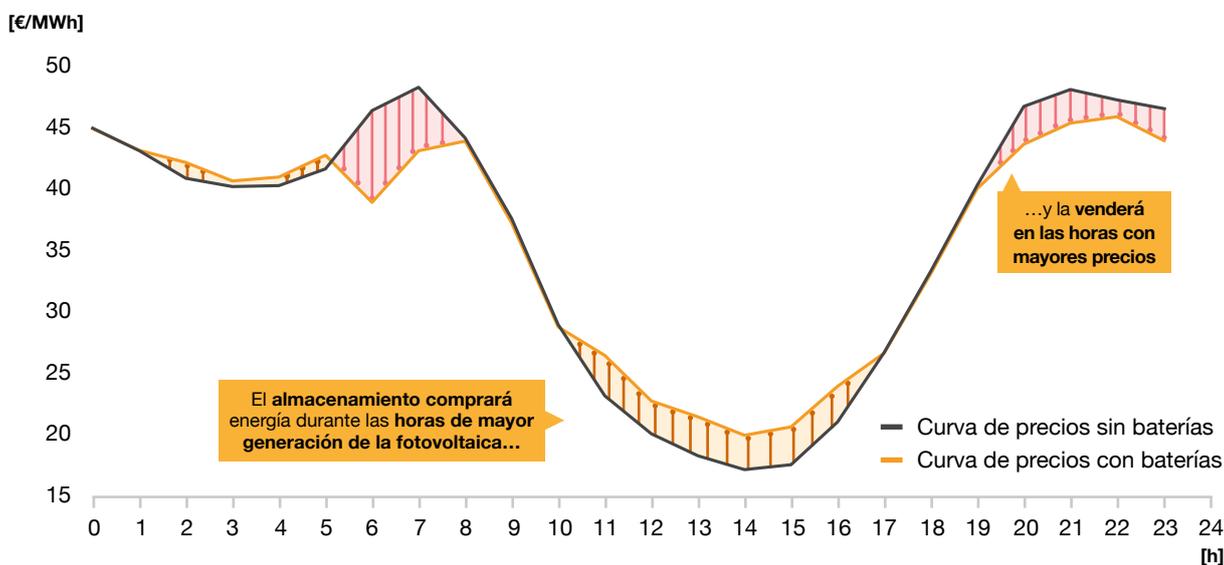
El OPEX de las baterías no suele ser demasiado elevado, si bien deben considerarse tanto los costes de la propia operación y mantenimiento de la planta (O&M), como el coste de la garantía de la batería o los costes de reposición para mantener la capacidad de almacenamiento. Dentro de estos costes de operación de la batería se incluye el coste de adquisición de la electricidad en el mercado, que puede llegar a ser cero, por ejemplo, en el caso de que la batería se encuentre ligada a una planta renovable y se cargue a la vez que evita vertidos.

En lo que respecta al arbitraje de precios como fuente de ingresos para las baterías, cabe resaltar que la introducción de almacenamiento complementa la integración de mayor potencia solar fotovoltaica. Esto se debe a que la tecnología fotovoltaica sólo genera electricidad en las horas centrales del día, cuando hay recurso solar, entre las 8 de la mañana y las 8 de la tarde. Durante ese periodo, a pesar de que la demanda eléctrica suele ser elevada, existe mayor potencia disponible por la entrada de toda la solar en la casación del mercado diario, lo que provoca una gran bajada en los precios de la electricidad, que las baterías pueden aprovechar.

Como consecuencia de esto, **a medida que se integra una mayor cantidad de potencia fotovoltaica, el diferencial entre los precios mínimos y máximos diarios de la electricidad es mayor, y el almacenamiento dispone de un mayor margen para obtener ingresos mediante el arbitraje, fomentando su desarrollo. Así, las baterías pueden comprar y almacenar electricidad barata en esas horas de gran producción solar** y venderla en los momentos de precios elevados cuando ya no hay sol, contribuyendo así al aplanamiento de la curva de precios. Es decir, el arbitraje se realizará en función del *spread* óptimo de precio y no del *spread* óptimo de demanda. Este es un efecto que se produce en mucha menor medida en el caso de la tecnología eólica, dado que esta es capaz de funcionar a cualquier hora del día siempre que exista viento.

Curva de precios ilustrativa a 2030 con y sin baterías

Fuente: Lazard, BNEF, IRENA, PNIIEC y Análisis de PwC.



En este sentido, gracias a que los SAE comprarán electricidad en los momentos de precios más bajos, elevando y aplanando los precios, las plantas fotovoltaicas serán capaces de capturar un precio medio de venta de energía superior y mejorará su apuntamiento. Es decir, a media que es mayor la capacidad instalada de baterías, aumentará también la rentabilidad de las plantas fotovoltaicas, fomentando la instalación de más capacidad solar. Así, **la relación existente entre la fotovoltaica y el almacenamiento en baterías provoca que, tras la instalación de mayor capacidad de almacenamiento, se instale mayor capacidad fotovoltaica** al ver aumentado su precio capturado.

De esta forma, con la introducción de más capacidad solar, los diferenciales de precios diarios vuelven a ser elevados como en la situación previa a la instalación de almacenamiento, generando de nuevo la oportunidad de que sean capturados mediante la integración de nuevos SAE. Por consiguiente, se produce un bucle sucesivo en el tiempo, ya que la penetración de potencia fotovoltaica induce la penetración del almacenamiento, pero a su vez una mayor introducción de capacidad de almacenamiento canibaliza la oportunidad de las baterías por el aplanamiento de precios. Esto hace **necesario llegar**

a un punto de equilibrio entre la capacidad instalada de baterías y de fotovoltaica que sea rentable para ambas tecnologías, dado que las dos son imprescindibles para la consecución de los objetivos climáticos fijados.

Asimismo, la integración de mayor capacidad de almacenamiento en baterías provocaría un aumento de la rentabilidad de la fotovoltaica mientras, esta mayor instalación, perjudicaría la propia rentabilidad de las baterías. Así, para garantizar la rentabilidad de las baterías la principal solución es introducir e impulsar su participación en los servicios de ajustes del sistema, así como en mecanismos de capacidad u otros apoyos regulados, de manera que no todos sus ingresos recaigan meramente en el arbitraje de precios, y puedan llegar a ser rentables.

En definitiva, asegurar la rentabilidad de los proyectos enviando las señales de precio adecuadas es vital para fomentar la inversión necesaria para su despliegue, ya que **los promotores de los SAE calculan la rentabilidad esperada del proyecto teniendo en cuenta tanto los ingresos como los gastos de las plantas, es decir, estimando sus beneficios durante la vida útil de la planta.**

Ilustrativo de la relación entre la instalación de baterías y de fotovoltaica

Fuente: Análisis de PwC.



En este sentido, a grandes rasgos **los proyectos de baterías “utility-scale” se pueden configurar en función de 2 posibles usos o modelos de negocio:**

1. Sistemas “stand-alone”. Sistema de almacenamiento de energía a gran escala, conectado directamente a la red eléctrica de distribución o de transporte de forma aislada. Está diseñado para un inicio rápido y un seguimiento preciso de la señal de despacho. Las variaciones en la duración de la carga/descarga del sistema están diseñadas para satisfacer las diferentes necesidades del sistema, como la regulación de frecuencia de corta duración o el arbitraje de energía de mayor duración. También contribuyen a la reducción de vertidos en el conjunto del sistema al aportar flexibilidad.

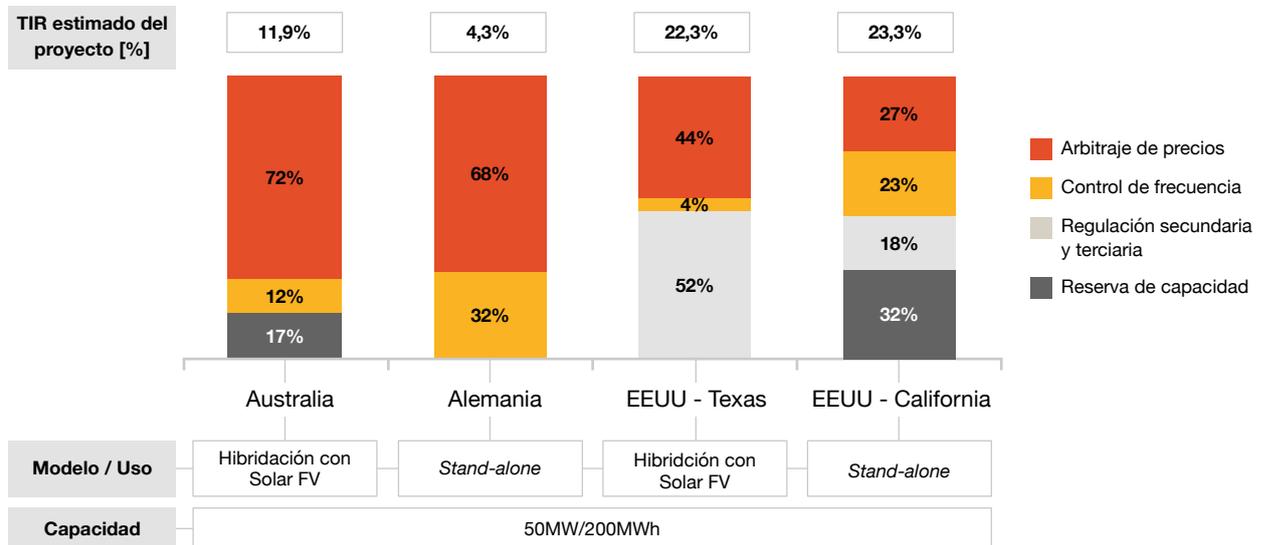
2. Sistemas de hibridación o ligados a renovables, sobre todo a solar FV. Sistema de almacenamiento de energía que se implementa junto con grandes instalaciones eólicas o solares fotovoltaicas, integrados en un mismo nodo de conexión a la red.

Su objetivo es alinear mejor la generación renovable con la demanda del sistema, reducir los vertidos de energía renovable y proporcionar soporte a la red. Los beneficios de dicha hibridación radican en que se comparte la infraestructura de conexión a la red y en que los diferentes perfiles de riesgo pueden convertir una inversión límite en viable.

Este mismo desglose lo encontramos en los proyectos que ya se encuentran en marcha en la actualidad. Así, se han analizado los ingresos y retornos estimados de 4 instalaciones de baterías “Utility-Scale” de 50 MW de potencia y 4 horas de capacidad (200 MWh), en algunos de los países líderes en su implementación, como son EE.UU., Australia o Alemania.

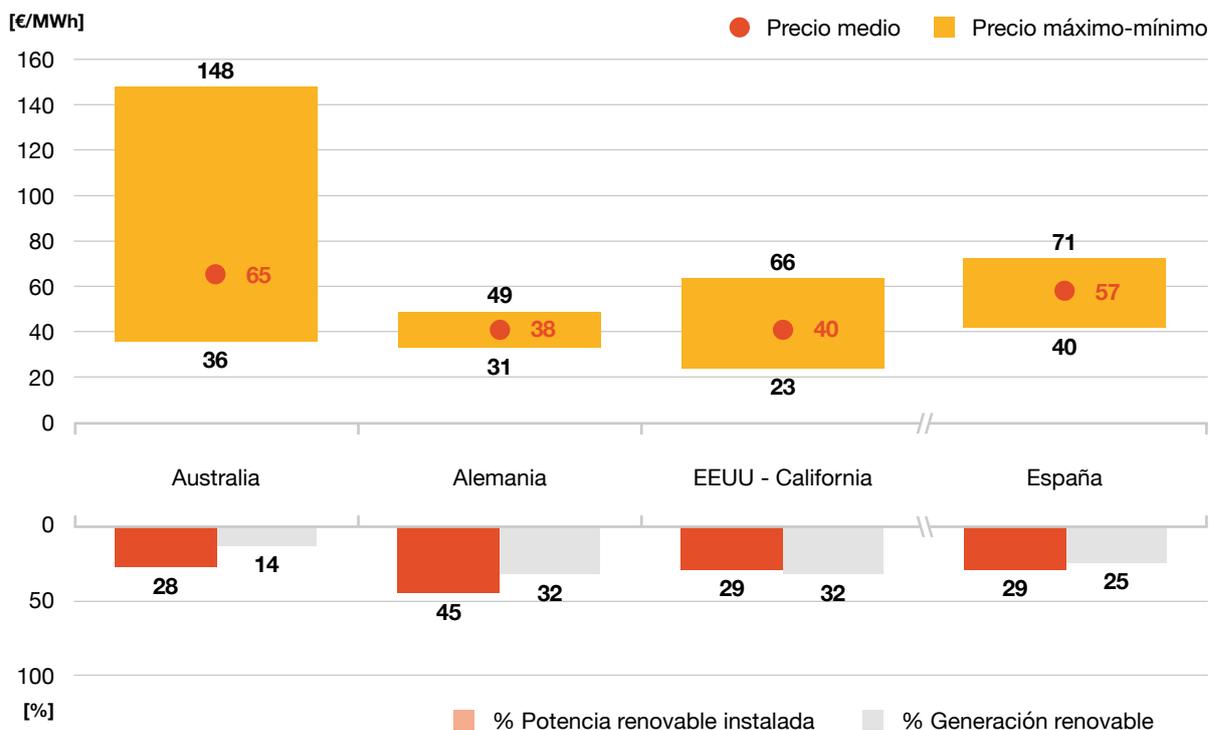
Case Studies - Peso en los beneficios totales estimados del sistema de almacenamiento por aplicación [% sobre el NPV]

Fuente: Lazard y Análisis de PwC.



Precios mensuales y porcentaje de renovables en la potencia y generación por país [Año 2018]

Fuente: AEMO, Eurostat, CAISO, REE y Análisis de PwC.



Considerando estos países en los que las baterías ya están operando en el mercado, podemos observar cómo **al menos el 30% de los ingresos de las plantas vienen de mecanismos de potencia o servicios auxiliares**, como ocurre en el caso de Alemania y Australia. Este porcentaje aumenta hasta un 50% y 70% en California o Texas respectivamente, donde perciben ingresos bien por subastas de capacidad o bien por participación en control de frecuencia y regulación secundaria y terciaria. Es decir, **por si sólo el arbitraje puro de precios no justifica la viabilidad de la batería, que requiere de otros mecanismos que complementen su retribución.**

En lo que respecta a las rentabilidades, estas son muy dispares, ya que oscilan entre un 4% en Alemania hasta un 23% en California. Cabe destacar, que **se dan menores rentabilidades en los casos en los que hay una mayor exposición a los precios de mercado**, es decir, un mayor peso de los ingresos por arbitraje de precios, como es el caso de Australia o Alemania. Por el contrario, las rentabilidades superiores al 20% se dan en Estados Unidos, donde más del 50% de los ingresos provienen de otorgar servicios de ajuste o capacidad al sistema, además, los proyectos de baterías con instalaciones solares acceden a beneficios fiscales por su inversión, como en el caso del Estado de Texas.

Asimismo, para entender estas rentabilidades, resulta necesario enmarcar estos proyectos en el contexto de su mercado eléctrico. Australia dispone de una gran volatilidad en sus precios debido a que su límite máximo de precio horario es muy elevado, lo que permite que las baterías puedan aprovecharse de las grandes diferencias entre los precios máximos y mínimos del mercado. Esto explica en parte, que consiga obtener una rentabilidad del 12% con tanta dependencia del arbitraje, al contrario de lo que sucede en el caso alemán, donde los precios tienden a ser más estables, y por tanto son menos atractivos para las baterías.

Además, como cabría esperar, todas estas regiones en las que ya están en marcha grandes proyectos de almacenamiento por baterías son, a su vez, muy ambiciosas en lo que respecta a la penetración de renovables en su *mix* eléctrico, dado que ya en 2018, de toda su potencia instalada, entre un 28% y 45% era renovable (excluyendo la tecnología hidráulica).



En la actualidad las baterías ya prestan servicios de red en los países líderes en su integración, como Estados Unidos o Australia, aunque dependen del apoyo regulatorio.

A modo resumen, con la experiencia de los proyectos documentados que existen hasta la fecha, **resulta necesario que existan otros ingresos complementarios al diferencial de precio obtenido mediante arbitraje, como los ingresos provenientes por respaldo o por servicios de ajuste, para que las baterías consigan ser rentables y se genere una adecuada señal de precio para los posibles inversores.** En este sentido, a futuro puede ser necesario que los distintos países implementen mecanismos de capacidad que doten de firmeza y disponibilidad al sistema en el nuevo contexto de la Transición Energética, así como que se incremente el peso de los servicios de ajuste y se fomente la participación de nuevas tecnologías, como los SAE en estos mercados.

Análisis detallado de la integración de baterías por país

1. Estados Unidos

A finales del año 2018 la potencia instalada en baterías estacionarias en EE.UU. alcanzaba los 869 MW con una capacidad de acumulación total de 1.236 MWh²⁸. Más del 90% de dicha capacidad de almacenamiento en baterías electroquímicas de gran escala se basó en tecnología de iones de litio. Históricamente, la mayoría de las baterías instaladas anualmente se han realizado dentro de la zona del operador regional PJM, que gestiona los mercados de energía y capacidad y la red de transporte en 13 estados del Este y Medio Oeste además del distrito de Columbia, y el operador del sistema independiente de California (CAISO). Sin embargo, en 2018, más del 58% (130 MW) de nueva capacidad de potencia que representa el 69% (337 MWh) de la nueva capacidad de almacenamiento, se instalaron en los estados situados fuera de esas áreas. En cuanto a los incentivos, estos dependen de los diferentes Estados.

El primer parque eólico con baterías se desarrolló en Belington (Virginia del Oeste) en 2011 para suministrar más de 260.000 MWh de energía renovable anualmente a la red eléctrica de PJM por la empresa AES. El parque eólico alcanzaba 98 MW de potencia nominal y AES desarrolló una solución de almacenamiento de energía de escala de red de **32 MW / 8 MWh**, que fue el más grande de su tipo y utilizaba la avanzada tecnología de baterías de Ion-Litio de la empresa A123 Systems. AES empleó su propio sistema operativo de almacenamiento (SOS) para la optimización del mercado, capaz de interactuar con el control del sistema de gestión EROS™ incluido en el sistema A123. El SAE permite proporcionar servicios de regulación de frecuencia en el mercado de PJM, aumentando los ingresos y permitiendo disponer de una capacidad de reserva que desempeña un papel fundamental para garantizar la fiabilidad de la red. La batería opera con una disponibilidad superior al 95% y proporciona la capacidad de moderar el rendimiento de la generación eólica para gestionar las tasas de rampas u otros factores. Esta instalación fue reconocida como Proyecto Eólico del Año 2011 por *Renewable Energy World*.

En lo que respecta al **caso concreto de California, el objetivo de este Estado es generar el 100% de la energía con energías renovables en el año 2045, para lo que necesita disponer de gran capacidad de almacenamiento, y le ha hecho ser el Estado líder en EEUU** en despliegue de esta tecnología. Según la industria, para lograr el objetivo propuesto para 2045 hacen falta 55 GW de almacenamiento de larga duración, siendo el objetivo para 2020 de 1,32 GW. Así, la progresiva sustitución de generación convencional por energía solar fotovoltaica está obligando a incluir almacenamiento de energía para desplazar la generación de las horas centrales a las horas de la puesta del sol. La mayoría de estos SAE tienen una capacidad de hasta 4 horas de descarga, pero en los últimos años, las puntas de demanda de energía en los periodos de ola de calor están obligando a desarrollar sistemas de almacenamiento de mayor potencia y de capacidades mayores (almacenamiento de largo plazo).

Para promover el almacenamiento de energía, el operador independiente del sistema (CAISO) ha iniciado varias iniciativas de políticas de mercado e infraestructura para eliminar barreras y aumentar la utilidad operativa de la capacidad de almacenamiento en el funcionamiento del mercado mayorista, **permitiendo participar en los mercados de regulación** de la energía a los recursos definidos como no generadores (almacenamiento y respuesta a la demanda). Otra de las claves del incremento de la capacidad de almacenamiento de energía es el **crédito fiscal federal del 30%** para los desarrolladores que integran baterías en sus proyectos solares, aunque ha comenzado a reducirse en 2019. Además, existen incentivos directos como **subvenciones estatales, descuentos por vatio instalado y programas de incentivos** basados en la productividad del sistema.

Hasta ahora solo se subvencionaban las plantas de almacenamiento de 4 horas, pero debido a las últimas olas de calor, el operador del sistema eléctrico ha requerido de una mayor potencia y capacidad instalada para poder mantener el suministro de los equipos de aire acondicionado, lo cual **está promoviendo el desarrollo de megabaterías como el proyecto de almacenamiento de energía Gateway desarrollado en San Diego por la empresa LS Power de 250 MW/250 MWh**. Este proyecto tiene un PPA a 15 años

²⁸ USEIA. Battery Storage in the United States: An Update on Market Trends. July 2020



En el caso de EEUU, la progresiva penetración de energías renovables, junto con la existencia de un marco regulatorio que incentiva la participación del almacenamiento en mercados de regulación, y los créditos fiscales otorgados a los SAE, asegura la rentabilidad de las baterías.

con la compañía Southern California Edison y otros acuerdos a largo plazo con PG&E. Inicialmente, el sistema ofrecerá una hora de almacenamiento de energía, aumentando a casi tres horas en 2021 y cuatro horas después. Las celdas de Ion-Litio utilizadas en este proyecto son de la empresa surcoreana LG Chem.

No obstante, **la mayor megabatería del mundo está prevista para el proyecto Moss Landing de PG&E en Monterey**, donde antes estaba una antigua planta de ciclo combinado de gas de 1.060 MW, para apoyar en las posibles congestiones de red debido a la demanda del sur de San Francisco. El proyecto aprobado en 2018 incluye cuatro baterías con un total de 567,5 MW y 2.270

MWh (4 horas) de capacidad. El primer proyecto utiliza 256 megapacks módulos de Ion-Litio de TESLA que pueden suministrar una potencia máxima de 182,5 MW durante un máximo de cuatro horas (730 MWh). El segundo proyecto desarrollado por la empresa Vistra Energy es de 300 MW/1.200 MWh (4 horas) en la fase 1, más otra batería de 100 MW/400 MWh en la fase 2. Estos proyectos se pretenden poner en operación a finales de 2020, disponen de un contrato de 20 años de suministro de servicios de energía (capacidad y auxiliares) para la PG&E y son los primeros en los que se sustituye el servicio de centrales de gas por baterías. Si el proyecto es exitoso, el plan de futuro es alcanzar los 1.200 MW y 6 horas de descarga (7.200 MWh).

2. Australia

En Australia el método seguido por la ARENA (**Australian Renewable Energy Agency**) para fomentar el desarrollo de las energías renovables son las subastas con contratos por diferencias. Se acuerda un precio por kWh y, si el precio del mercado está por encima, el promotor deberá devolver la diferencia y, si está por debajo, el gobierno le paga el diferencial. Este procedimiento ha facilitado el desarrollo de muchos proyectos basados en energías renovables. Los estados con las mayores instalaciones son Australia del Sur y Victoria debido a su gran potencial solar y eólico, pero las grandes distancias especialmente en Australia del Sur han hecho que aparezcan problemas de estabilidad que se pretenden soslayar con sistemas de almacenamiento de energía. Además, el impacto de la intermitencia de las fuentes renovables se vuelve más cada vez más crítico a medida que disminuye la generación térmica. Se requiere por lo tanto una integración cuidadosa de los distintos elementos de la red para garantizar que se entregue energía estable y fiable a los consumidores. Asimismo, la experiencia muestra que los precios de la energía ofertada en sistema con almacenamiento cada día son más competitivos.

Por ejemplo, la empresa francesa Neoen, logró en una subasta eólica de la ACT (2013-15) la concesión para el desarrollo del parque eólico de Hornsdale, con una potencia nominal de 315 MW. En 2017 Neoen puso en servicio la batería de iones de litio de 100 MW/129 MWh de capacidad, fabricada por la empresa Tesla, que actualmente se conoce como "**Hornsdale Power Reserve**" (para más información sobre este proyecto, ver el monográfico). El objetivo de esta batería era dar los servicios de red solicitados por el operador del sistema, de manera que la gestión de la batería obligaba a que una parte de esta estuviera disponible en todo momento para proporcionar servicios auxiliares de control de frecuencia (FCAS) al mercado, entre los que se encuentran el responder en menos de 150 milisegundos con 100 MW para apoyo a la frecuencia de la red. Además, Neoen puede utilizar el resto de la capacidad de la batería para otros servicios adicionales, para arbitraje cuando los precios de la energía sean adecuados, o cuando la velocidad del viento haya bajado y la producción del parque eólico se haya reducido. La batería ya ha demostrado ser capaz de responder a interrupciones de la red en tiempos increíblemente cortos.

Otro proyecto de hibridación fue el proyecto de *Gannawarra Energy Storage System (GESS)*²⁹, puesto en marcha en 2019 en una central solar fotovoltaica de 60 MW de la empresa Edify en el Estado de Victoria. Este proyecto de una Batería de Ion-Litio de 25 MW/50 MWh (2 horas) fabricada por TESLA costó 25,34 M€ y dispuso de una subvención de 14,1 M€. El operador es la empresa Energy Australia y pretende demostrar cómo se puede hacer gestionable una central solar existente. La batería participa en el arbitraje de precios, a la vez que presta otros servicios a la red como los servicios de control de frecuencia, y si lo requiere el operador también puede ofrecer una respuesta de frecuencia rápida.

El éxito de estos proyectos ha provocado que la tendencia a instalar baterías de gran capacidad para hibridar plantas de generación de energía renovables sea cada vez mayor, pero **también ha habido algún proyecto de apoyo a red** como las dos baterías



²⁹ Gannawarra Energy Storage System. Operational Report #1 y #2. Edify Energy and Energy Australia



En Australia, el éxito de la rentabilidad de las baterías comprende proyectos de apoyo a red mediante el suministro de servicios auxiliares y de hibridación con generación solar, que incentiva los beneficios derivados del arbitraje.

de 30 MW/30 MWh del suministrador Fluence, instaladas en 2018 por Downer Sportless en la una subestación terminal en Ballarat propiedad de AusNet Services. Estas baterías ayudarán a Energy Australia a **ofrecer un suministro en situaciones críticas, en caso de problemas de estabilidad y seguridad de la red** en un área de la red que está limitada y congestionada, evitando la necesidad de una mayor inversión en la extensión de la red.

El promotor Neoen también logró con la ACT otro contrato de suministro de 100 MW con energía eólica y una batería de 50 MW en la fase 1 del parque de energías renovables de *Goyder* (Australia del Sur). A Neoen se le otorgó un acuerdo de compra de 14 años a 27,71 €/MWh, y debido a que es un precio fijo durante la vigencia del contrato, se traduce en un precio de alrededor de 21,3 a 22,8 €/MWh cuando la planta se ponga en marcha en 2023. El proyecto *Goyder* de 3.000 millones de dólares es uno de los más ambiciosos de Australia y se propone combinar 1.200 MW de energía eólica, 600 MW de energía solar y 900 MW/1800 MWh de almacenamiento en batería. Cada componente es el más grande de su tipo en Australia, y juntos, la instalación es la más grande de su tipo en el mundo. De hecho, esta batería será una réplica de la gran batería Hornsdale de Neoen en Australia del Sur y ofrecerá prácticamente los mismos servicios: control de frecuencia, inercia, arbitraje y otros servicios de red. No hay ningún subsidio directo para la batería.

3. Reino Unido

La transición del Reino Unido a una economía sin emisiones de carbono está conduciendo inevitablemente a una red eléctrica con una alta penetración de generación renovable variable sustituyendo a las centrales de carbón, por lo que es necesario realizar el despliegue de sistemas de almacenamiento de energía a escala de red. La rentabilidad de las plantas de baterías en el mercado eléctrico del Reino Unido se ha basado en las condiciones regulatorias ya que solo **el arbitraje en los mercados eléctricos no es suficiente, por lo que se han establecido, subastas de mercado de capacidad y de servicios auxiliares (respuesta en frecuencia y reserva).**

Así, en el Reino Unido las 3 fuentes de ingresos posibles para las baterías explicadas previamente se configuran de la siguiente forma:

- **Arbitraje de precios**

Se puede comprar y vender energía en el mercado diario, en los dos mercados existentes: *Epex Spot UK Power Auction* y *N2EX Day-Ahead Auction*.

- **Servicios auxiliares o de equilibrado**

Las baterías pueden vender energía en el mercado de balances intradiario, en periodos de media hora durante todo el día a través del denominado **Balancing Mechanism (BM)**. La gran volatilidad de los precios de la energía en este mercado ofrece muy buenas oportunidades de beneficio. Asimismo, pueden participar en el mercado **de servicios de apoyo o auxiliares**, hay 3: la reserva operativa a corto plazo (STOR), la respuesta de frecuencia firme (FFR) y la respuesta de frecuencia mejorada (EFR). Cada servicio auxiliar tiene una potencia y un coste de adquisición diferentes para cumplir con las necesidades del operador.

- **Mecanismo de capacidad**

El mercado de capacidad (CM) proporciona un pago anual regular a cambio de que una determinada capacidad de generación esté disponible en los periodos de estrés del sistema. Mientras un generador participa en el CM no tiene restricciones para acceder a otras fuentes de ingresos para asegurar inversiones financieras. Los pagos por capacidad se determinan mediante subastas competitivas, celebradas cada cuatro años (subasta T4) y cada año (subasta T1), y son neutras en cuanto a tecnología, de manera que puede participar cualquier fuente de generación, sistema de almacenamiento de energía, o gestión de la demanda.

En este sentido, como ya se ha comentado previamente, en 2016 Reino Unido estableció varias subastas de respuesta rápida y de capacidad de almacenamiento para facilitar la viabilidad de las aplicaciones con baterías. En una primera subasta de respuesta de frecuencia mejorada (EFR) se adjudicaron 200 MW de baterías, pero las ofertas fueron tan bajas que el precio de los contratos de respuesta de frecuencia de 4 años cayó por debajo del precio prevaleciente a corto plazo para la respuesta de frecuencia firme (FFR), a pesar de que el EFR es un servicio de respuesta más rápido. También en 2016, otros 500 MW de baterías fueron adjudicados esta vez en la una segunda subasta de capacidad (CM).

De esta manera comenzó el mercado, pero también aparecieron los problemas. En la respuesta rápida de frecuencia FFR, los precios de mercado se han ido reduciendo a medida que ha aumentado la capacidad de almacenamiento, al igual que se han reducido los beneficios para los activos conectados a la red de distribución y los aplicados a las baterías de corta duración en el mercado de capacidad. Como resultado de las reducciones en los márgenes FFR, EB y CM, los promotores de instalaciones de baterías se están centrando en obtener rendimientos del arbitraje de precios en el mercado mayorista y del mercado de balance a corto plazo. Por todo ello, **el mayor reto al que se enfrentan actualmente los promotores es la cuantificación realista del mercado mayorista y de balances, para lograr presentar una visión sólida del perfil de riesgo y rendimiento de los activos a los inversores para obtener capital.**

Según un estudio realizado en la Universidad de Cambridge³⁰ los periodos de amortización de costes más bajos para los servicios auxiliares premium fueron de 3,3 años (batería avanzada de plomo-ácido proporcionando reserva rápida) y de 6,6 años (batería de iones de litio que proporciona respuesta de frecuencia). **En un futuro próximo, es probable que las baterías logren un despliegue acelerado debido a las reformas en las estructuras de los servicios auxiliares, la esperada reducción de costes de las baterías, una mayor volatilidad de los precios en el mercado de balance y nuevos incentivos eficaces introducidos por el gobierno del Reino Unido.**

La Oficina de Mercados de Gas y Electricidad (Ofgem) ha aclarado recientemente el marco regulatorio para el almacenamiento de energía, permitiendo que los activos de almacenamiento estén incluidos en la definición de licencia de generación eléctrica. Esto ha permitido su participación en el mercado eléctrico mayorista, y por lo



Un correcto reparto de beneficios entre el arbitraje de precios, el suministro de servicios de ajuste y el desarrollo de un mecanismo de capacidad, es clave para asegurar la viabilidad del almacenamiento.

tanto disponen de la capacidad de realizar arbitraje fuera de las ventanas de servicio para servicios auxiliares como STOR o FR.

4. Alemania

No existe un plan específico para incentivar las inversiones en sistemas de almacenamiento de energía en Alemania. Sin embargo, las inversiones en sistemas de almacenamiento de energía no pueden ser financiadas simplemente realizando ofertas en los mercados mayoristas y/o de balance, de manera que la mayoría de los grandes proyectos de almacenamiento en Alemania han sido financiados mediante programas de investigación.

Por otro lado, ha sido exitoso el desarrollo del almacenamiento distribuido asociado a plantas de autoconsumo con energía solar fotovoltaica detrás del medidor, gracias a que estas instalaciones se desarrollaron mediante un generoso esquema de subsidios *feed-in-tariff*. Así, a parte de los altos ahorros obtenidos con el autoconsumo de electricidad, no tienen que pagar los impuestos y los costes de conexión a la red que alcanzan casi el 50% de la factura.

5. Italia

En la actualidad, el *mix* eléctrico en Italia está dominado por las energías renovables, ya que en 2018 las renovables representaron el 35,6% del *mix* de generación, con un total de 56,5 GW de capacidad instalada, principalmente compuesto por plantas hidroeléctricas (22 GW, incluido el bombeo), solar (20 GW) y eólica (10 GW). La participación del **almacenamiento en los mercados de energía y servicios auxiliares es relevante**, considerando los aproximadamente 7 GW de energía hidroeléctrica. Sin embargo, el tamaño del mercado de almacenamiento de baterías es todavía relativamente limitado.

El almacenamiento en baterías se implementó en casi el 25% de los nuevos sistemas fotovoltaicos de autoconsumo en cubiertas y tejados. Así, en 2018 se instalaron aproximadamente 23.700 unidades, lo que se traduce en 120 MWh en términos de energía. Solo superada por Alemania en Europa, en 2020, se espera que el mercado italiano de almacenamiento residencial alcance los 230 MWh, ya que se trata de una fuente de flexibilidad importante y significativa para el sistema eléctrico italiano.

Hornsdale Power Reserve

Un ejemplo ilustrativo de la obtención de rentabilidad de los proyectos de almacenamiento de energía con baterías es el proyecto **"Hornsdale Power Reserve" de Tesla y Neoen en Australia del Sur**, donde el gobierno se ha fijado el objetivo de tener 100% electricidad renovable antes de 2030. La instalación almacena 129 MWh de energía que puede descargar con una potencia de 100 MW y comenzó a operar a finales de 2017 junto al parque eólico Hornsdale, de 315 MW. Está considerada hasta el momento la batería de iones de litio más grande del mundo y tiene dos funciones diferentes:

1. **30 MW con 3 horas de capacidad** (119 MWh) están disponibles para operar en el mercado mayorista eléctrico (arbitraje de precios), cargando a precios bajos, descargando a precios altos, ayudando a dar soporte a los picos de la demanda y también para equilibrar la producción eólica reduciendo vertidos.

2. **70 MW capaces de operar durante 10 minutos** (10 MWh) sirven para proporcionar servicios de soporte de red (Reserva de capacidad), contratados en forma de PPA por el gobierno de Australia del Sur, para actuar como un respaldo de emergencia para la red. Por este servicio, recibe 2,5 M€ al año durante 10 años.

Su construcción conllevó un coste de unos 57 M€, y el proyecto es parte de un plan de 332 M€ del gobierno de Australia del Sur para garantizar el suministro de energía. Se estima que sus costes operativos alcanzan unos 4 M€ al año. En cuanto al retorno de la inversión, en los primeros 6 meses ganaron 8,1 M€, incluyendo 1,4 M€ por los servicios de red del contrato con el gobierno y 6,7 M€ por la venta de electricidad almacenada de la batería de *Hornsdale*, de los cuales 4 M€ vinieron de la

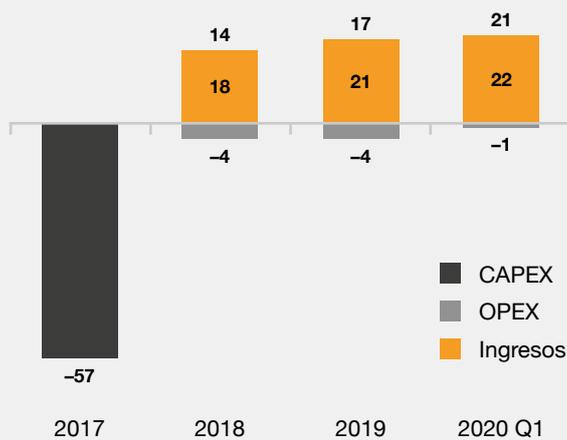
Ingresos de las baterías por fuente en Australia NEM [M€]

Fuente: AEMO y Análisis de PwC.



Estimación de los flujos de caja del proyecto "Hornsedale Power Reserve" [M€]

Fuente: Aurecon, Reneweconomy y Análisis de PwC.



participación en los servicios de ajuste y regulación del sistema. Cabe destacar en este punto, que aproximadamente un 80% de los ingresos de las baterías en Australia provienen de los servicios de ajuste, y un 20% del arbitraje de precios.

De esta forma, los ingresos anuales de la batería de Hornsdale se estiman en torno a 18-20 M€ al año en 2018 y 2019. Asimismo, en enero de 2020 la región de **Australia del Sur se vio obligada a operar como una "isla" energética efectiva durante casi tres semanas debido a una caída de las interconexiones**

y la batería de Hornsdale desempeñó una función clave en la gestión de la seguridad del sistema. Esto provocó un aumento de los ingresos de las operaciones de la planta, que se han elevado a 21,5 M€ en el Q1 de 2020. Así, los ingresos totales de la batería Hornsdale ya han excedido su coste de construcción en poco más de dos años desde que comenzó a operar, generando un fenomenal retorno de la inversión. Pero su rendimiento económico no termina ahí, ya que **se estima que la batería Hornsdale ha generado ahorros de al menos 90 M€ a los consumidores** al reducir los costes de los servicios auxiliares de regulación de frecuencia, y por tanto el coste de la electricidad.

Debido a los buenos resultados obtenidos con el proyecto, **a finales de 2019 Neoen anunció que aumentaría su capacidad en un 50% añadiendo otros 64,5 MWh y 50 MW, hasta alcanzar los 193,5 MWh y 150 MW.** La expansión se ha completado en septiembre de 2020 y ha costado en torno a 44 M€, de los cuales 9 M€ provienen del gobierno de Australia del Sur, 5 M€ de ARENA (Agencia Australiana de Energías Renovables) y el resto se ha financiado con préstamos de bajo coste otorgados por el *Clean Energy Finance Corporation*, un banco verde propiedad del gobierno australiano para facilitar la financiación de los proyectos de energía limpia. Además, el gobierno de Australia del Sur le va a entregar 2 M€ al año durante cinco años en subvenciones por la expansión, para asegurar la entrega de los beneficios de inercia para la red.

Los buenos resultados de la inversión en el caso australiano han incentivado el aumento de la capacidad de almacenamiento gracias a ayudas estatales junto con las provenientes de ARENA y préstamos a bajo coste.

4

Expectativas de desarrollo de las baterías a futuro



El principal reto de las baterías: pérdida de capacidad y limitaciones en el ciclado

Hoy en día, como se ha expuesto previamente, ya existen varios proyectos pioneros a lo largo del mundo para el desarrollo de baterías a gran escala y su uso en el sistema eléctrico. No obstante, para conseguir un despliegue masivo de estas a 2030 resulta necesario solucionar los retos tecnológicos a los que se enfrentan.

Además de que su coste todavía es elevado, a nivel técnico, el principal problema que comparten todas las químicas de baterías es el envejecimiento o pérdida de capacidad de almacenamiento de energía y de intercambio de potencia con respecto a sus condiciones iniciales. Esto provoca que, transcurrido un cierto período de tiempo y/o la batería haya trabajado un cierto número de ciclos, deba ser reemplazada porque sus capacidades técnicas no son suficientes para cubrir las demandas de una aplicación determinada. Dentro de los múltiples factores que contribuyen al envejecimiento de las baterías, el principal es la formación de una interfaz sólida (SEI, por sus siglas en inglés) en el electrodo negativo, que ocurre como consecuencia de la descomposición del electrolito, el cual no es estable.

La SEI no para de crecer con el uso y el paso del tiempo, lo que provoca que se rompa, consumiendo iones de los electrodos y descomponiendo aún más el electrolito. De esta forma, la capacidad de la batería se ve reducida y la resistencia interna aumenta, produciéndose los efectos comentados previamente^{31,32}. Condiciones de funcionamiento como temperaturas fuera del rango recomendado por el fabricante ($\approx 23 \pm 3^\circ\text{C}$), altas tasas de descarga, sobrecargas, largos períodos de almacenaje con estados de carga (SoC) elevados, o ciclados con profundidades de descarga (DoD) elevadas contribuyen al crecimiento de la SEI³³ y a la consecuente pérdida de capacidad de la batería.

Los nuevos desarrollos que se esperan en baterías están basados en nuevas químicas y materiales para aumentar las densidades de potencia y energía, ampliar el rango de temperaturas de funcionamiento, y permitir mayores tasas de carga/descarga sin contribuir al envejecimiento.

Se espera que las baterías se desplieguen masivamente en la próxima década gracias a las mejoras en sus parámetros técnicos y a la reducción de sus costes.

En este sentido, la evolución esperada de los parámetros técnicos de las tecnologías más prometedoras actuales junto con las nuevas, se presentan en la Tabla 5. Dentro del Ion-Litio, los nuevos desarrollos están relacionados con los llamados electrolitos de estado sólido, los cuales son estables al trabajar a tensiones de celda y previenen en gran medida la formación de la SEI. Según la institución Faraday el futuro después de las baterías de Litio va hacia las baterías de estado sólido (Proyecto SOLBAT), las baterías de iones de sodio (Proyecto NEXTGENNA) y las baterías de Litio-Azufre (Proyecto LISTASR). Las primeras ya están en el mercado con costes superiores que las de iones de litio convencionales.

³¹ Bommier, C., & Ji, X. (2018). Electrolytes, SEI Formation, and Binders: A Review of Nonelectrode Factors for Sodium-Ion Battery Anodes. *Small*, 14(16), 1703576.

³² An, S. J., Li, J., Daniel, C., Mohanty, D., Naggure, S., & Wood III, D. L. (2016). The state of understanding of the lithium-ion-battery graphite solid electrolyte interphase (SEI) and its relationship to formation cycling. *Carbon*, 105, 52-76.

³³ Collins, J., Gourdin, G., Foster, M., & Qu, D. (2015). Carbon surface functionalities and SEI formation during Li intercalation. *Carbon*, 92, 193-244.

Tabla 5. Parámetros técnicos esperados para 2030 de tecnologías de baterías para conexión a red³⁴

Fuente: EASE/EERA.

	ION-LITIO (ENERGÍA)	ION-LITIO (POTENCIA)	FLUJO DE VANADIO	FLUJO DE ZINC-BROMO	METAL-AIRE	SODIO-ION (NA-ION)	LITIO-AZUFRE (LI-S)
Capacidad: Energía específica (Wh/kg) o Potencia específica (kW/kg)							
2019	<240 Wh/kg	3 kW/Kg	10 - 20 Wh/kg	50 - 60 Wh/kg	700 Wh/kg	90 Wh/kg	350 Wh/kg
2030	180 - 350 Wh/kg	>5 kW/Kg	20 - 40 Wh/kg	>60 Wh/kg	700 - 1.000 Wh/kg	120 - 140 Wh/kg	>500 Wh/kg
Número de ciclos							
2019	2.000	10.000	>10.000	>2.000	150	>5.000	60 - 100
2030	>10.000	>15 años	>10.000	>10.000	>3.000	>10.000	>3.000
Temperatura (°C)							
2019	-20°C a +60°C	-10°C a +60°C	-30°C a 60°C	+10°C a +40°C	-	-	-
2030	-20°C a +70°C	-20°C a +70°C	> 100°C	>100°C	-	-	-

Utilización de baterías de segunda vida en aplicaciones de red

En los últimos 5 años ha aparecido un emergente mercado de baterías denominadas de segunda vida, sobre todo relacionado con la tecnología de Ion-Litio y las aplicaciones de red. Este mercado aparece motivado por el hecho de que muchas de las baterías que son retiradas de su aplicación inicial (vehículos eléctricos principalmente), aún presentan características válidas para aplicaciones menos exigentes en capacidad de almacenamiento de energía, porque la densidad de energía deja de ser un parámetro crítico, y en potencia, porque se adecúan para trabajar con tasas de descarga no tan elevadas. Además, la demanda esperada de baterías de Ion-Litio en 2030 excede la capacidad de producción de baterías de primera vida, con lo que parte de la demanda tendrá que ser previsiblemente cubierta con baterías de segunda vida. Por último, la adquisición e instalación de baterías con prestaciones menores será más barata que las baterías de primera vida, fomentando también este nuevo mercado, que se espera que mueva más de 30 billones de dólares para 2030³⁵.

Sin embargo, la instalación y utilización de baterías de segunda vida no está exenta de inconvenientes. Para su aplicación con objeto de proveer los servicios de red comentados en puntos anteriores, un gran número de baterías deberán ser conectadas conjuntamente para alcanzar los requerimientos de energía y potencia. Cada una de esas baterías habrá envejecido de una forma diferente en función del uso que se le dio en su primera vida, y la conexión de este tipo de baterías puede ser crítica en caso de que los parámetros de las baterías sean muy diferentes. En líneas generales, la capacidad de potencia y energía vendrá determinada por la celda que esté en peores condiciones. Por tanto, ya que las características de las celdas asociadas son diferentes, la contribución de las celdas a la aplicación deberá ser diferente en consecuencia, con el objetivo de sacar el máximo partido a la instalación.

³⁴ Teller, O., Nicolai, J. P., Lafoz, M., Laing, D., Tamme, R., Pedersen, A. S., ... & Gigliucci, G. (2019). Joint EASE/EERA recommendations for a European energy storage technology development roadmap towards 2030. Joint European Association for Storage of Energy (EASE).

³⁵ Engel, H., Hertzke, P., & Siccardo, G. (2019). Second-life EV batteries: The newest value pool in energy storage. McKinsey Center for Future Mobility, Global Editorial Services.

Actualmente, las pocas instalaciones que han puesto en marcha baterías de segunda vida a nivel experimental se mueven en unos rangos de operación muy reducidos: bajos DoD, temperaturas cercanas al óptimo de funcionamiento, tasas de carga/descarga poco agresivas, etc. En este sentido, aún se requiere un mayor desarrollo de este tipo de instalaciones para que no presenten problemas de seguridad o presenten un funcionamiento diferente al esperado^{36, 37}.

En esta línea, la reutilización de baterías para otros usos se plantea como una gran alternativa y solución para gestionar los residuos cuando termina su vida útil con un menor impacto medioambiental. Cabe destacar, en este punto, que el proceso de tratamiento de las baterías como residuo es muy caro y apenas se recuperan el 50-70% de los componentes de estas. Además, el procedimiento para recuperar esos materiales es altamente contaminante y emite cantidades elevadas de CO₂. A este respecto, una evaluación de la Directiva Europea sobre Baterías hecha en 2019 estima que los costes de recogida, almacenamiento seguro y transporte de las baterías usadas pueden incluso anular los beneficios del reciclado.

A todo ello cabe añadir, que la obtención de los materiales empleados para la construcción de las baterías, como es el caso del Litio o el Cobalto, son

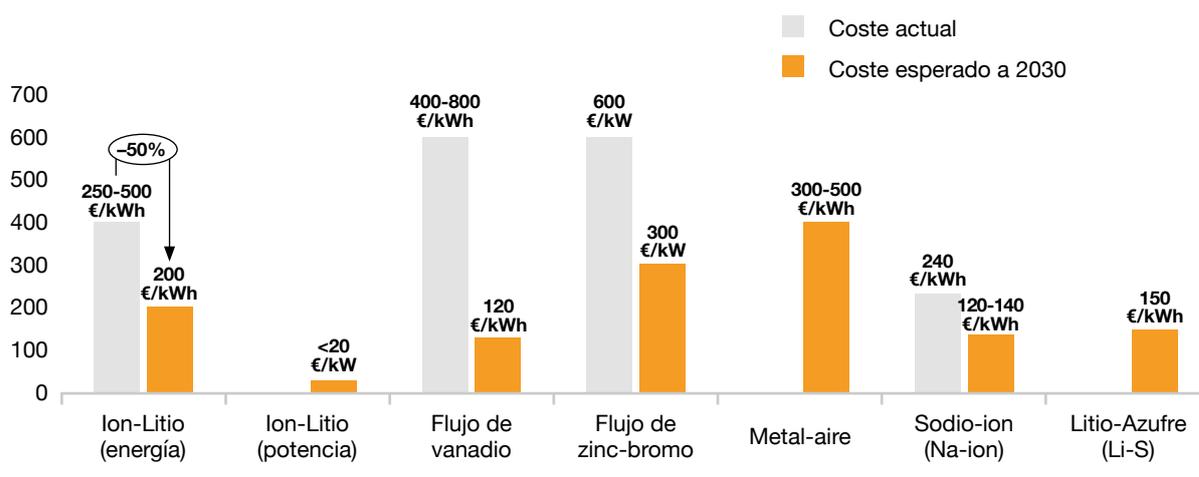
recursos que escasean en la naturaleza y que pueden contaminar las áreas cercanas a los lugares de extracción. Por todo ello, las baterías aún deben enfrentarse a ciertos retos de sostenibilidad, como el reciclaje de los metales y la obtención de estos de forma respetuosa con el entorno y los derechos sociales, para llegar a ser una pieza clave para reducir las emisiones. No obstante, uno de los criterios por el que están optando muchos de los fabricantes de baterías es que su producto sea lo más reciclable posible, teniendo en cuenta que esto repercute de forma directa en el coste si se considera una economía circular.

Análisis de la competitividad económica de las baterías a 2030

Como ya se ha comentado, en el ámbito económico de las baterías, resulta importante tener en cuenta la diferencia entre coste por kW y coste por kWh. Habrá aplicaciones donde el parámetro crítico sea la potencia (kW) y otras donde lo sea la energía (kWh). Por tanto, será interesante conocer cuál es el parámetro más restrictivo a la hora de hacer el dimensionado del sistema de almacenamiento para elegir la tecnología que resulte más adecuada. Por ejemplo, en baterías de litio siempre se encuentra el coste por kWh, ya que resulta más favorable. Sin embargo, si se consideraran SCs, el coste lo encontraríamos en función de kW.

Coste actual promedio y coste esperado a 2030 de tecnologías de baterías para conexión a red³⁸

Fuente: EASE/EERA.



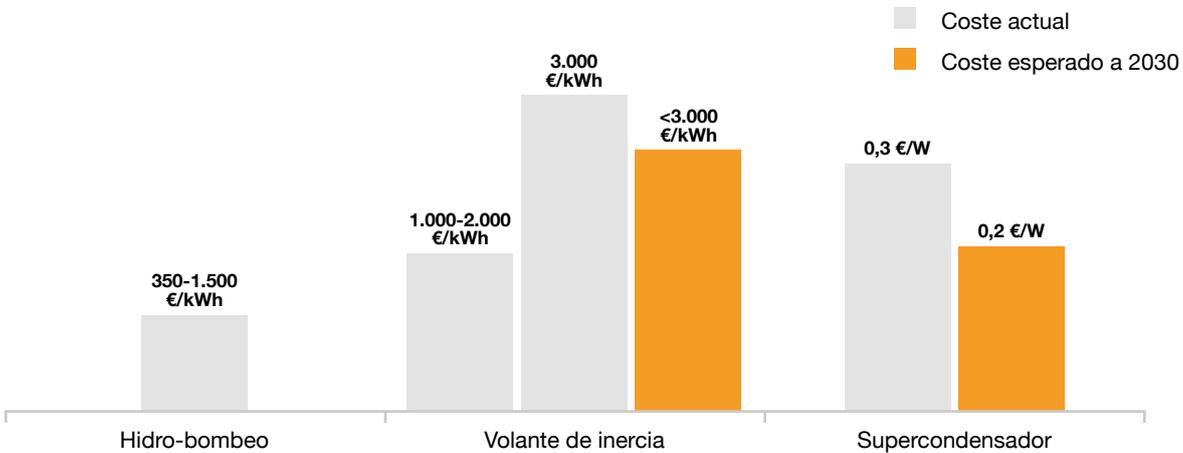
³⁶ Martínez-Laserna, E., Gandiaga, I., Sarasketa-Zabala, E., Badeda, J., Stroe, D. I., Swierczynski, M., & Goikoetxea, A. (2018). Battery second life: Hype, hope or reality? A critical review of the state of the art. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 93, 701-718.

³⁷ Canals Casals, L., & Amante García, B. (2016). Assessing electric vehicles battery second life remanufacture and management. *Journal of Green Engineering*, 6(1), 77-98.

³⁸ La tabla no recoge el precio por pack o por celda, sino rangos de precio para instalaciones completas conectadas a red.

Coste actual promedio y coste esperado a 2030 de otras tecnologías conexión a red

Fuente: EASE/EERA.



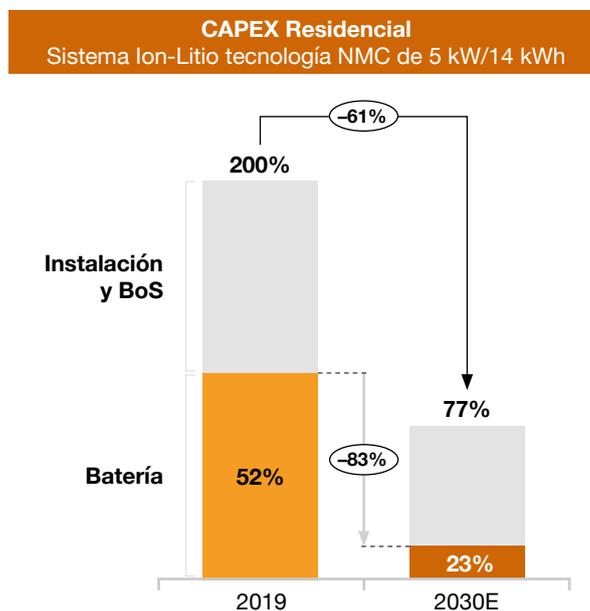
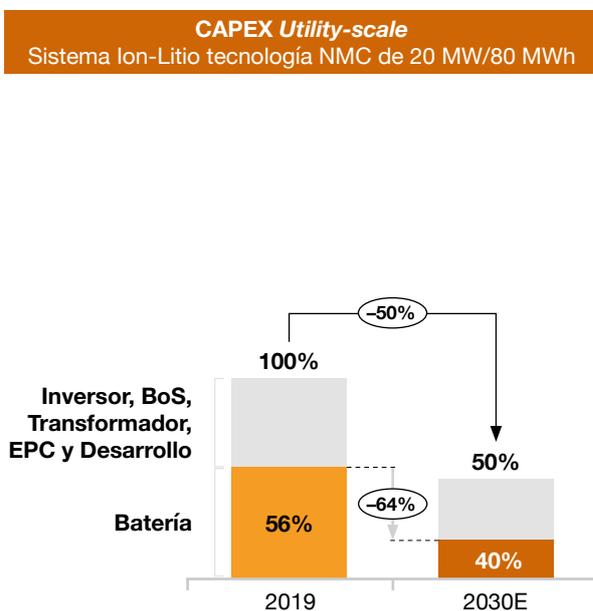
Se observa, por tanto, que las baterías son las tecnologías de almacenamiento que van a experimentar una mayor reducción de sus costes a 2030, y en especial las de Ion-Litio. Este tipo de batería es la más extendida debido a su posible uso tanto en los vehículos eléctricos como para el almacenamiento estacionario. Así, los costes de inversión (CAPEX) para la puesta en marcha de un proyecto de baterías de Ion-Litio (incluyendo el desarrollo, EPC, transformador, BoS y batería), se espera que disminuyan drásticamente en los próximos 10 años gracias a las economías de escala y la evolución tecnológica.

En concreto, el CAPEX de las baterías “*utility-scale*” se reducirá un 50% a 2030, en parte debido al menor coste de las baterías y también por la reducción del coste del resto de los componentes gracias a la escala de la instalación. En el caso de las baterías residenciales, en la actualidad la inversión necesaria es el doble que para una “*utility-scale*”, pero la caída del CAPEX a 2030 puede ser incluso superior, en torno al 60%. No obstante, el peso de la batería representará únicamente el 25% del coste total en 2030, debido a las menores eficiencias de escala en los costes de instalación y BoS, lo que provocará que las baterías residenciales sean menos competitivas e interesantes que las “*utility-scale*”. A esto hay que añadir el resto de los costes operativos (OPEX), como el coste de la electricidad, que puede llegar a ser cero si se absorben los vertidos de una planta renovable asociada a la batería.

La batería de Ion-litio es la más extendida debido a su posible uso tanto en los vehículos eléctricos como para el almacenamiento estacionario.

CAPEX sistema de baterías actual y estimado a 2030 [%]

Fuente: BNEF y Análisis de PwC.



De esta forma, las características de las baterías hacen que su mercado objetivo a 2030 y las perspectivas de evolución de precios sean más favorables que para otras tecnologías, contribuyendo a su desarrollo masivo. Se espera que la capacidad instalada de baterías a nivel mundial crezca desde 11 GWh en 2017 a 100 - 167 GWh para 2030³⁹, incluyendo tanto las baterías “utility-scale” como las residenciales. Así, se espera que las instalaciones residenciales o “behind-the-meter” tengan un crecimiento notable, llegando a alcanzar un 60% de todo el almacenamiento estacionario instalado con baterías. De forma análoga, las instalaciones de baterías para dar servicios de red o “utility-scale” alcanzarán entre 45-75 GWh en 2030.

En la misma línea, BloombergNEF indica que la capacidad mundial de almacenamiento de energía en baterías para aplicaciones estacionarias aumentará hasta 1.095 GW o 2.850 GWh en 2040 y para lograr este despliegue se esperan inversiones de unos 662 mil millones de dólares.

Sin embargo, el mercado que más va a contribuir a la reducción de precios es el de los vehículos eléctricos. Se espera que para 2030 este mercado alcance 195 millones de vehículos de cuatro ruedas en circulación en todo el mundo, y 830 millones en 2050. Asimismo,

los países donde se producirá un mayor crecimiento del mercado de baterías serán China, Europa, Estados Unidos, Japón y Australia⁴⁰.

Esto es destacable porque, sin duda, el crecimiento del mercado de baterías en aplicaciones de red irá de la mano del desarrollo en el sector del transporte⁴¹.

La previsión es que EE.UU. siga siendo el mercado líder para el almacenamiento de energía hasta al menos el año 2022, cuando le sustituya China, dado su gran crecimiento. Para facilitar el despliegue de los sistemas de almacenamiento de energía será necesario perfeccionar los mecanismos regulatorios y de mercado. Esto incluye la integración de las energías renovables, estructuras de PPA basadas en la hora del día, rediseños de mercado más competitivos, reformas de tarifas minoristas, desarrollo de las microrredes y los recursos distribuidos para servicios de red, así como centrales eléctricas virtuales.

En definitiva, **las baterías son la tecnología de almacenamiento con mayor expectativa de desarrollo a 2030 y cuyos costes se van a reducir de manera más acusada, permitiendo así su uso a gran escala** y cubrir gran parte de los retos de la transición a la que nos enfrentamos.

³⁹ Ralon, P., Taylor, M., Ilas, A., Diaz-Bone, H., & Kairies, K. (2017). Electricity storage and renewables: Costs and markets to 2030. International Renewable Energy Agency: Abu Dhabi, UAE.

⁴⁰ Outlook, I. G. E. (2020). Entering the Decade of Electric Drive.

⁴¹ Goldie-Scot, L. (2019). A behind the scenes take on lithium-ion battery prices. Bloomberg New Energy Finance.

5

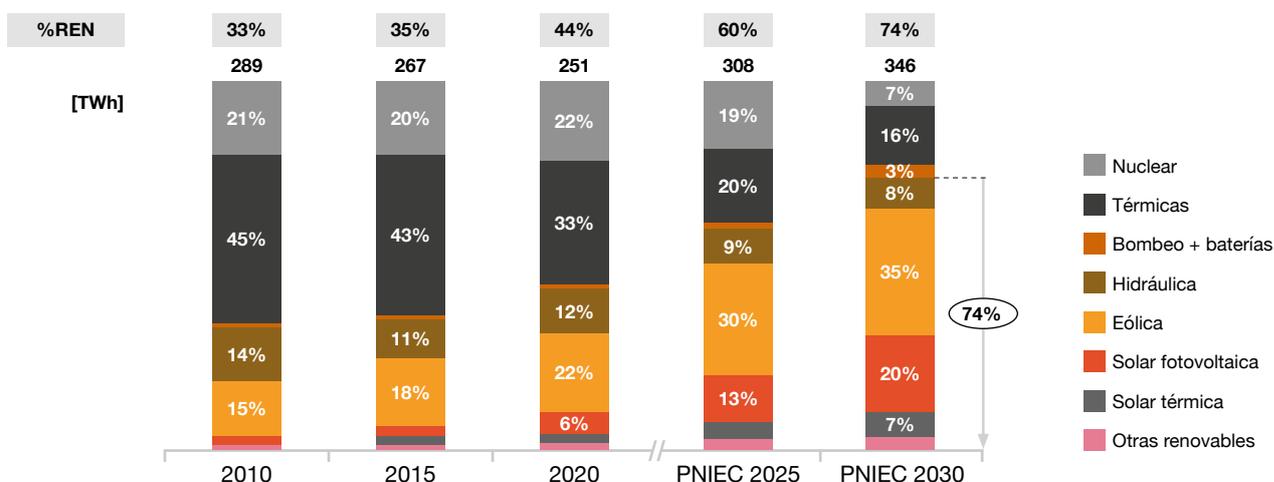
La integración de baterías
en España a 2030

España representa un claro ejemplo de los retos de Transición Energética a los que se enfrentan todos los países debido a los altos objetivos de penetración de energías renovables que nos hemos fijado. En el PNIEC se ha establecido

que **España quiere alcanzar un 74% de generación renovable a 2030, lo que requiere una gran inversión y transformación del sistema eléctrico** para dar cabida a nuevas soluciones de integración de renovables.

Evolución de la generación eléctrica nacional

Fuente: REE, PNIEC y Análisis de PwC.



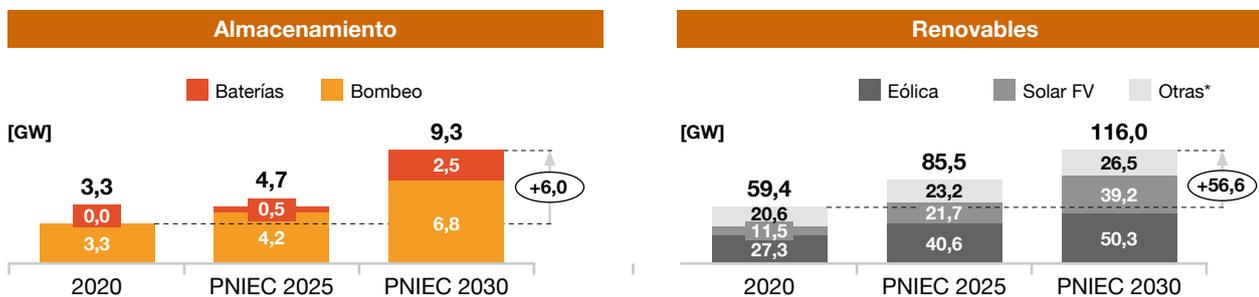
La estrategia de almacenamiento recién publicada aumenta hasta 20 GW la capacidad de almacenamiento prevista a 2030, lo que indica la tendencia creciente de penetración de estas tecnologías en España.

En esta línea, **en la actualidad España ya es líder global en instalación de renovables, de manera que nuestro país tiene una mayor necesidad de respaldo y de flexibilidad**, y, por ende, una mayor necesidad de integración de bombeo y baterías. En 2019 se añadieron 6,5 GW de nueva potencia renovable al parque de generación de electricidad y en 2020 otros 4 GW adicionales, alcanzándose los 59,4 GW en 2020 (incluyendo la hidroeléctrica), lo que representa un 54% de la potencia nacional de 110 GW. No obstante, para alcanzar los objetivos previstos en el PNIEC, en estos próximos 10 años serán necesarios 57 GW adicionales de potencia renovable (unos 6 GW al año), de los cuales 23 GW serán de eólica y 28 GW de solar fotovoltaica, hasta así alcanzar los 116 GW renovables en 2030.

Para permitir la entrada de tanta capacidad renovable en el sistema, el propio plan matiza que es imprescindible disponer de medios firmes y flexibles que aporten respaldo en el horizonte 2030, para lo que es necesario **mantener toda la potencia de la tecnología de ciclos combinados de gas presente en la actualidad, y además añadir una potencia adicional de 6 GW de almacenamiento**. Así, el PNIEC prevé el desarrollo de 6 GW de sistemas de almacenamiento en España, en forma de nueva potencia de bombeo (3,5 GW) e instalación de baterías (2,5 GW) y plantea incentivar estos proyectos que permiten evitar vertidos de energía limpia. De esta manera, la estrategia de almacenamiento recién publicada considera 20 GW de capacidad de almacenamiento prevista a 2030, lo que indica la tendencia creciente de penetración de estas tecnologías en España.

Evolución de la potencia instalada nacional a 2030

Fuente: REE, PNIEC y Análisis de PwC.



Nota: otras renovables incluye hidráulica convencional y mixta, solar térmica, térmica renovable y residuos renovables.

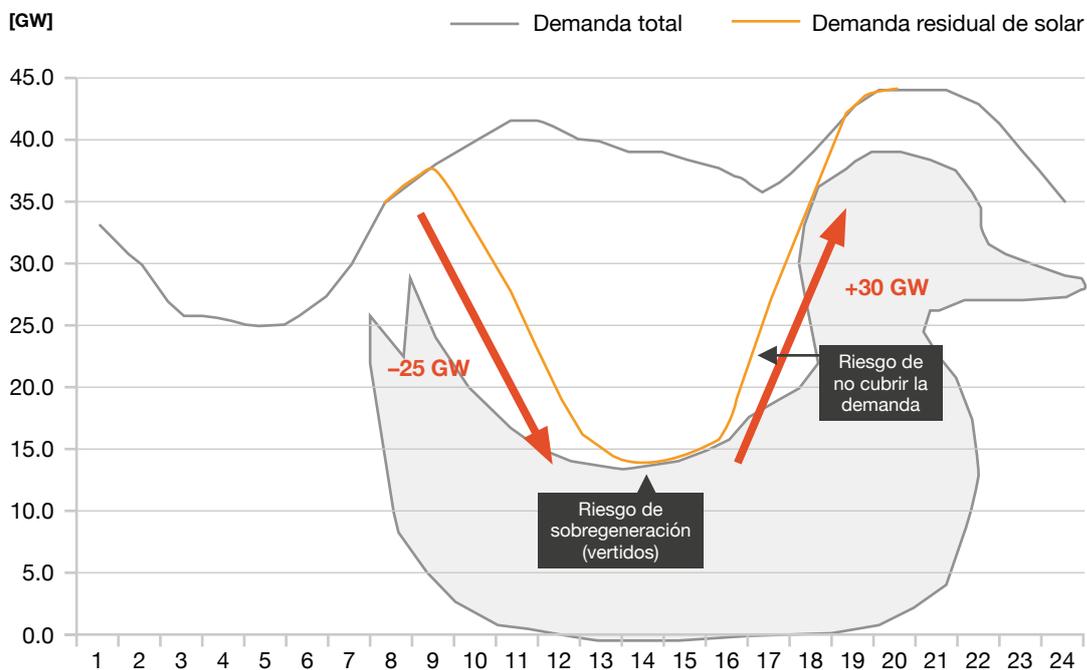
En este sentido, el volumen previsto en el PNIEC de instalación de 2,5 GW de baterías para 2030 **supone un gran reto, dado que a nivel global hay apenas instalados 10 GW a gran escala**. Además, teniendo en cuenta que es complejo e improbable que el bombeo se desarrolle por completo, debido a la limitación de los emplazamientos y la elevada inversión que requiere, la potencia de baterías necesaria en España podría ser el doble.

No obstante, los 2,5 GW de baterías previstos en el PNIEC a 2030 **serían insuficientes para garantizar la flexibilidad que requerirá el sistema**. Esto se debe a que, en 2030 con la alta penetración de renovables y los 40 GW de solar fotovoltaica previstos, en las horas diurnas entrará a producir toda la solar instalada, cubriendo la práctica totalidad de la demanda nacional y necesitará que otras tecnologías sean capaces de adecuarse.

Este efecto se puede observar en la siguiente gráfica, conocida como “curva de pato”, en la que se muestra **la diferencia entre la demanda eléctrica total y la demanda restante descontando la producción de la capacidad solar instalada** (es decir, la demanda residual), a lo largo del día prevista en 2030. Se puede apreciar que cuando a mediodía entra la energía solar a la red, la demanda residual del sistema cae drásticamente, provocando riesgo de sobregeneración o vertidos, y esta vuelve a subir cuando el sol se pone, existiendo riesgo de no cubrir la demanda si otras tecnologías no entran a sustituir a la generación solar con la rapidez necesaria.

Curva de Pato a 2030 - España

Fuente: REE y Análisis de PwC.





De esta forma, tanto entre las 9 y las 12 de la mañana, como entre las 4 y 8 de la tarde, cuando la tecnología solar entre a producir o deje de generar electricidad, se producirán bajadas o subidas de demanda residual muy pronunciadas, lo que se conoce como “rampas”.

Para que se mantenga el equilibrio del sistema, será necesario que otras tecnologías puedan paralelamente parar o comenzar a producir de forma flexible al mismo ritmo (aproximadamente 8.000 MWh), acomodando a la generación solar. Así, en España a 2030 se espera que sean necesarias rampas horarias de hasta 14.000 MWh, que deben cubrirse con tecnologías flexibles, como los ciclos combinados o el almacenamiento. Por sí solos, los 2,5 GW de baterías no serán capaces de soportar estas rampas provocadas por la penetración solar y no pueden ser la única tecnología que aporte flexibilidad al sistema, pero si ayudarán a acomodar la producción solar y mejorar la curva de pato.

Además de contribuir a la gestión de las rampas, las baterías también ayudarán a reducir el nivel de vertidos renovables. A 2030, se estima que entorno a un 6-7% del total de generación eléctrica sufrirá restricciones y no podrá conectarse a la red, pero con la integración de baterías estos vertidos se podrán reducir un 60% hasta representar sólo un 3% de la generación.

En este sentido, **la integración de baterías resulta necesaria para complementar el mix de tecnologías flexibles y permitir la entrada de mayor potencia renovable**, ayudando además a adecuar la oferta-demanda y colaborando a aplanar la curva de precios. El modelo económicamente más viable para las baterías será el ligado a plantas fotovoltaicas, a pesar de que los ingresos por arbitraje de precios deberán complementarse con la participación en mecanismos de capacidad y servicios de ajuste.

Uno de los modelos económicamente más viable para las baterías será el ligado a plantas fotovoltaicas, a pesar de que los ingresos por arbitraje de precios deberán complementarse con la participación en mecanismos de capacidad y servicios de ajuste.



Por otro lado, desde la perspectiva económica, de los 2 modelos de negocio posibles para los proyectos de baterías explicados previamente, **se espera que en España el modelo de hibridación con otras tecnologías renovables sea el que más desarrollo vaya a tener**, frente a la instalación de la batería por sí sola (*stand-alone*) conectada a la red. Así, se han realizado **análisis sobre la posible viabilidad de los proyectos de baterías según el escenario del PNIEC en España a 2030 bajo estos 2 modelos económicos**, simulando en ambos casos la instalación de una **batería tipo utility-scale de Ion-Litio tecnología NMC de 20 MW/ 80 MWh** (4 horas). En los 2 escenarios se comparan:

- Los **ingresos medios normalizados** de la planta a 2030, incluyendo ingresos por arbitraje y por participación en servicios de ajuste, pero sin incluir otros posibles ingresos por su capacidad de respaldo. Los posibles ingresos por arbitraje de precios se han simulado en función de la evolución esperada de los precios y apuntamientos futuros, teniendo en cuenta el precio máximo medio del mercado mayorista. Dado que el precio de venta esperado es el mismo en ambos escenarios, este se mantiene constante.
- Los **costes medios normalizados** de la instalación de almacenamiento (LCOS⁴²), representan el coste medio de la inversión necesaria, anualizado durante toda la vida útil de la planta. Se incluyen también los costes de adquisición de la electricidad almacenada en función del modelo de negocio. Los ingresos capturados deben ser mayores al coste normalizado para que la instalación sea rentable.

Las principales diferencias entre ambos supuestos consisten en:

1. Modelo Stand-alone: Los beneficios dependerán del diferencial de precio existente entre los precios máximos y mínimos del mercado diario que la batería podría capturar. No consigue evitar vertidos, ya que la batería sólo puede adquirir electricidad en el mercado, cuando ya haya sido conectada a la red. Así, los costes de compra de la electricidad en los momentos de precios bajos se incluyen como mayores costes de la batería.

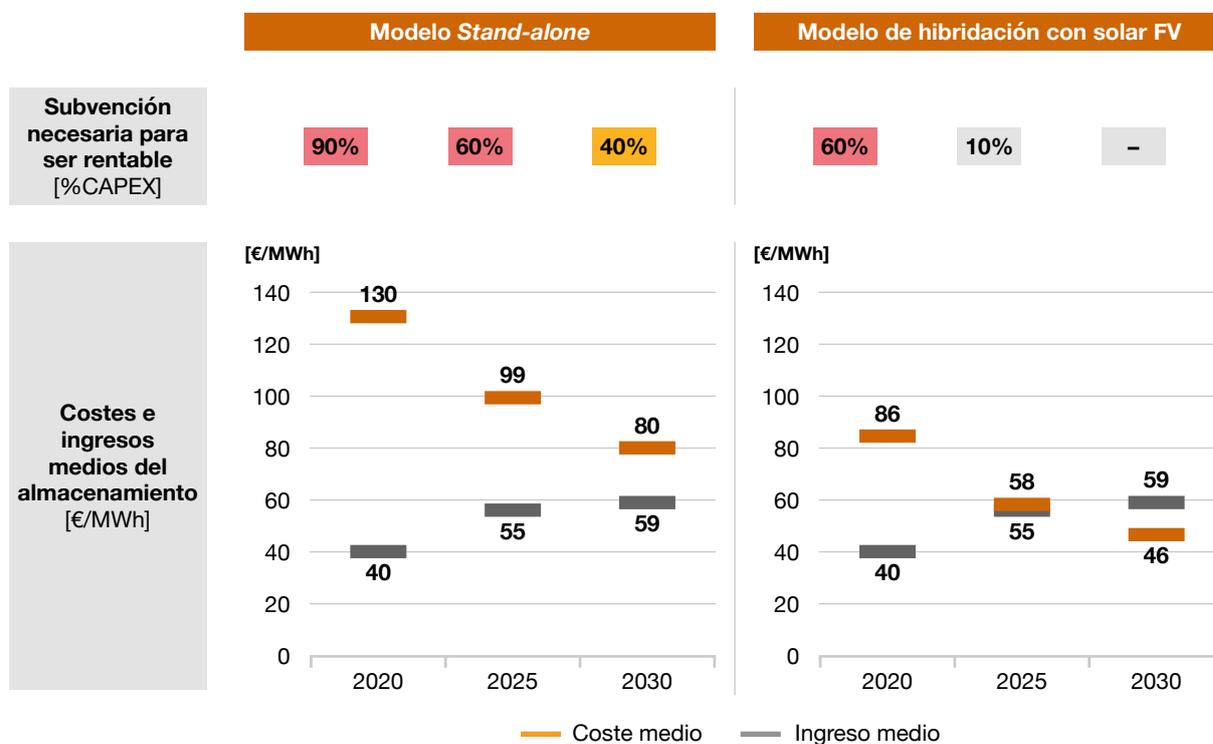
2. Modelo de hibridación de la batería con una planta solar fotovoltaica: Los costes se han optimizado gracias a la instalación fotovoltaica. Los costes de inversión son menores debido a que existe una sinergia con el proyecto solar de entorno al 15-25% sobre el CAPEX total de la batería⁴³. Además, al capturar los vertidos solares a un precio mínimo (0 €/MWh), la diferencia entre el precio al que adquiere la electricidad y su precio de venta es mayor que en el caso anterior, por lo que la batería consigue mayores beneficios. Así, el ahorro por la captura de vertidos se ha representado como menores costes, dado que estas plantas consiguen adquirir la electricidad a un menor coste, incluso a veces nulo, pero el precio de venta (ingresos) sería el mismo en ambos escenarios.

⁴² Levelized cost of Storage (LCOS), es el coste normalizado de almacenamiento. Se ha calculado en base a los costes de inversión anuales medios esperados según los escenarios CAPEX de IRENA; costes de O&M del 4.0% de los costes de inversión (incluyendo garantía del fabricante) e inflación del 1.5% anual; eficiencia del sistema del 87% con pérdidas por autodescarga del 1.0%; apalancamiento del 60% con un coste de deuda del 4%; tasa de descuento WACC del 8%

⁴³ Se han considerado sinergias de CAPEX en el coste del inversor y BoS del 5%, en EPC del 50% y en el desarrollo del 90%.

Costes e ingresos esperados de las baterías (Sistema Ion-Litio de 20 MW/80 MWh)

Fuente: BNEF, IRENA y Análisis de PwC.



De esta forma, asumiendo un retorno necesario de la inversión de la batería del 8% (WACC) y teniendo en cuenta sólo los ingresos obtenidos por arbitraje de precios y por participación en servicios de ajuste, los resultados obtenidos muestran que **las baterías en 2030 necesitarían un nivel de subvención del 40% si operan solas en el mercado (Stand-alone), mientras los modelos de almacenamiento en baterías combinados con generación renovable (Hibridación) podrían ser rentables en 2030** o requerir tan solo una subvención de entorno al 10%. Esto se debe principalmente a que los proyectos híbridos son capaces de capturar los vertidos, obteniendo unos ingresos adicionales que hacen que estas plantas recuperen antes sus costes y queden cerca de obtener rentabilidad.

Así, los vertidos suelen darse en condiciones de exceso de producción sobre la demanda y precios bajos, por lo que de forma natural las baterías *stand-alone* consumirán en estas situaciones minorando los vertidos de la red.

Asimismo, es destacable que la puesta en marcha de mecanismos de capacidad que retribuyan la capacidad de respaldo de las baterías puede cubrir parte de la subvención necesaria y contribuir a que las baterías sean rentables incluso antes.



A nivel regulatorio, aún quedan muchos detalles por definir de la integración del almacenamiento en el mercado eléctrico y de la hibridación de tecnologías, si bien se han asentado las bases en el Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica. Esta norma ha incorporado la figura del almacenamiento y de la hibridación al ordenamiento jurídico con el objetivo de optimizar la utilización de las redes eléctricas ya existentes y minimizar los impactos ambientales, al sacar el máximo partido a las ubicaciones de las plantas. Así, permite la gestión conjunta de varias tecnologías, como las baterías ligadas a plantas fotovoltaicas, y establece un marco de actuación sólido para posibles inversores.

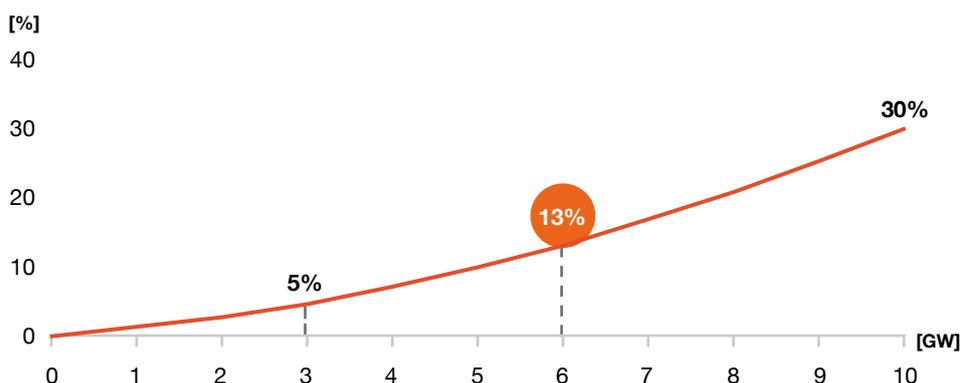
Respecto a los ingresos por arbitraje de las baterías, cabe recordar **que el arbitraje de precios proporcionado por el almacenamiento contribuye al aplanamiento de estos, y también a la mejora del**

apuntamiento o precio capturado por la tecnología fotovoltaica instalada. En el caso de España a 2030, **la instalación de 6 GW de almacenamiento conseguiría mejorar el apuntamiento de la fotovoltaica en un 13%.**

En este sentido, **a pesar de que el almacenamiento y la fotovoltaica se complementan, su canibalización mutua hace que sea necesario alcanzar un punto de equilibrio que sea rentable para ambas tecnologías.** Este punto de equilibrio se irá desplazando y permitiendo la entrada de más capacidad a medida que los costes de capital y de la tecnología se vayan reduciendo. Es decir, la rentabilidad de las baterías y de la fotovoltaica dependerá de la capacidad instalada de ambas tecnologías, y también de los costes en el momento que se realice la inversión.

Variación del precio capturado por la solar fotovoltaica en función de la integración de almacenamiento

Fuente: Análisis de PwC.



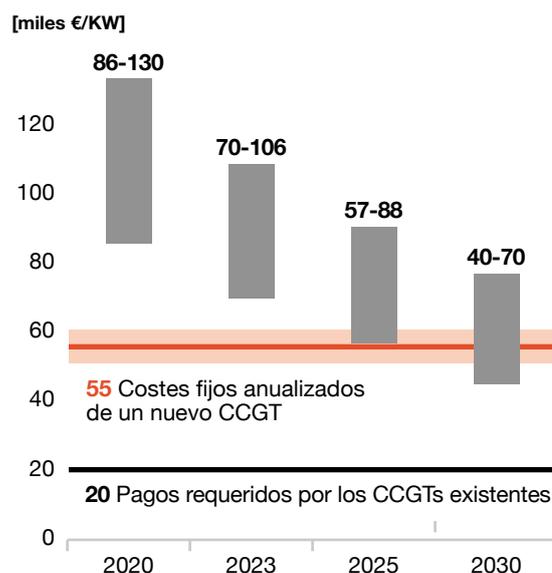


De esta forma, tal y como se mencionaba anteriormente, si la configuración del mercado español lo permitiese, **estos ingresos por arbitraje se deberían ver complementados por otras vías**, como la participación **en los servicios de ajuste del sistema o mercados de capacidad**, de forma que los proyectos de baterías obtuviesen otra fuente de ingresos que ayude a rentabilizar la inversión necesaria.

Respecto a la participación en mecanismos que retribuyan la capacidad, las baterías no serán capaces de competir en costes a 2030 contra los ciclos combinados de generación térmica (CCGT) ya instalados en España. En este sentido, el precio que debería recibir una batería a través del esquema de capacidad para cubrir por completo los costes de la nueva inversión⁴⁴, es decir, el precio necesario si la batería recibiese únicamente los ingresos de esta fuente, es muy superior al requerido para mantener los CCGTs instalados⁴⁵. Esto se debe a que la señal de precio del respaldo está muy condicionada por la capacidad actual de CCGT, que tiene un coste de inversión ya amortizado y muy por debajo de los costes fijos totales que puede requerir la instalación de una nueva batería a 2030 (el doble de los 20-25 mil €/KW de un CCGT).

Precio del mercado de capacidad para baterías (Sistema Ion-Litio de 20MW/80MWh)

Fuente: BNEF, IRENA y Análisis de PwC.



⁴⁴ El precio del mercado de capacidad se basa en la anualización de los costes de inversión de un sistema de baterías con sistema Ion-Litio de 20MW/80MWh, con una tasa de descuento del 8% durante un periodo de 20 años y sin considerar los costes fijos de su operación.

⁴⁵ Se tienen en cuenta los CCGTs ya amortizados, que apenas operan en el mercado mayorista por lo que deben cubrir sus costes fijos.

En la misma línea, **hoy en día el coste de instalación de una batería también es superior al coste de instalación de un ciclo combinado nuevo.**

No obstante, tal y como establece el PNIEC, hasta 2030 bastará con mantener la potencia de respaldo ya instalada para cubrir las necesidades del sistema eléctrico. No obstante, **en 2030 será necesario incorporar al sistema nueva capacidad de respaldo, en concreto los 6 GW de almacenamiento previstos, y en ese momento las baterías ya serán competitivas frente a la instalación de un nuevo CCGT**, permitiendo su completo despliegue.

Así, cabe remarcar que **España necesita establecer algún mecanismo que retribuya los servicios de respaldo, sea cual sea la tecnología que pueda aportarlos**, y así garantizar que los CCGT se mantienen operativos durante la Transición Energética hasta 2030 y a la vez se fomente la inversión en nuevas tecnologías como las baterías.

De hecho, en el mes de septiembre de 2020 el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, consciente de esta necesidad, lanzó una Consulta Pública Previa relativa a la implementación de mecanismos de capacidad en el sistema eléctrico español, y **en abril de 2021 se ha abierto a audiencia pública el “Proyecto de Orden por la que se crea un mercado de capacidad en el sistema eléctrico español”.**

La propuesta contempla un mercado de capacidad centralizado por Red Eléctrica de España, basado en subastas *pay-as-bid* y neutro tecnológicamente.

De esta forma, tanto la generación, el almacenamiento como la demanda podrán participar en dicho mecanismo si cumplen los requisitos establecidos. Las instalaciones de generación existentes tendrán limitadas sus emisiones de acuerdo a la normativa europea, mientras que las nuevas inversiones que deseen participar en este mercado deberán acreditar que son instalaciones no emisoras de CO₂. Por tanto, **cuando este mecanismo esté operativo, los SAE podrán participar** y los proyectos de baterías podrán disponer de otra fuente de ingresos que complementa al arbitraje de precios y permita rentabilizar la inversión.

En la misma línea, España ha aprobado en 2020 la **posibilidad de que nuevas tecnologías como la gestión de la demanda y el almacenamiento puedan participar en los servicios de ajuste del sistema eléctrico**, ayudando a equilibrar el sistema en tiempo real. Por tanto, **España se encuentra en pleno proceso de desarrollo y adaptación del sistema eléctrico para dar cabida a estas soluciones y permitir que aporten tanto respaldo como flexibilidad**, servicios cada vez más necesarios con la penetración de renovables prevista. A futuro, se espera que, cuando estos mecanismos estén plenamente desarrollados, los mercados de ajuste y de capacidad lleguen a cubrir alrededor del 50% de los ingresos de las instalaciones de baterías, de manera que los ingresos por arbitraje representarían tan sólo la otra mitad.

En definitiva, para que el PNIEC a 2030 sea un escenario de rentabilidad para todos los proyectos de almacenamiento sería necesario que los ingresos por arbitraje fueran mayores de los esperados, lo que sólo se alcanzaría si se elevasen los precios máximos horarios del mercado spot y se diese un diferencial de precios muy grande, posibilidad que ya se está contemplando incorporar en España. La otra alternativa pasaría por **otorgar un peso mayor a los servicios de ajuste o implementar un mecanismo que retribuya su capacidad de aportar respaldo al sistema**. De esta forma, las tecnologías de almacenamiento en baterías podrían **cubrir la inversión realizada y atraer la inversión necesaria**. Asimismo, debe tenerse en cuenta que los promotores a futuro tendrán que competir en el mercado con baterías previsiblemente de menor coste fijo, y deben tener asegurada una rentabilidad para acometer las inversiones.

En resumen, los análisis económicos indican que las baterías a gran escala van a tener sobre todo un desarrollo vinculado al despliegue de la solar fotovoltaica como modelo principal. Además, España no está tan lejos de tener baterías comercialmente viables a 2025 ligadas a plantas renovables, especialmente teniendo en cuenta el contexto actual de Fondos Europeos que va a acelerar las inversiones necesarias. El mayor problema que queda por solucionar es la **incertidumbre que existe en los ingresos por respaldo y servicios de ajuste**, que son claves para que las baterías tengan una expectativa de recuperación de costes razonable.

Proyectos de baterías en España

Los inicios: Proyecto de demostración del uso de baterías de Ion-Litio de Gas Natural Fenosa y Toshiba

En 2014, Gas Natural Fenosa (en la actualidad, Naturgy) y Toshiba colaboraron en la verificación del funcionamiento del sistema BESS (*Battery Energy Storage System*) en diferentes puntos de la red de distribución eléctrica española. El objetivo del proyecto fue la evaluación de la efectividad de las baterías para responder a los momentos de punta de demanda, su capacidad para gestionar el suministro eléctrico en lugares con alta demanda eléctrica temporal o estacional, así como para gestionar fluctuaciones en la red causadas por fuentes de energías renovables. El equipo estaba compuesto de unas baterías de Ion-Litio transportables de 776 kWh de capacidad y 500 kW de potencia.

El presente: El Proyecto de baterías en Carboneras, Almería

Endesa instaló en 2018 en Carboneras, Almería, baterías de Ion-Litio con una potencia de 20 MW y capacidad de 11,7 MWh, hasta el momento la mayor batería eléctrica de España. En 2019 se ordenó el cierre de la central térmica de Carboneras, pero en la actualidad las baterías siguen en funcionamiento y están conectadas directamente a la red de alta tensión del sistema eléctrico español. Funcionan como un sistema aislado (*stand-alone*), actuando mediante el arbitraje de precios.

El futuro: Los fondos europeos

Hoy en día ya hay proyectos planificados para ampliar la capacidad de baterías en España, como es el caso de la batería de 160 MW que se instalará entre 2022 y 2026 junto al parque solar y eólico que sustituirá a la central de carbón en Andorra (Teruel). No obstante, gracias a que la transición ecológica es uno de los pilares en los que se basan los Fondos Europeos aprobados para superar la crisis de la Covid-19, se espera que los proyectos de almacenamiento en baterías se aceleren en los próximos años.



Conclusiones

La Transición Energética no es particular de España, sino una realidad a nivel mundial que se plasma en unos ambiciosos objetivos de descarbonización y de penetración de energías renovables a nivel global. De esta forma, **la integración de renovables y la electrificación del consumo provocan una gran volatilidad en la generación y la demanda, lo que implica grandes retos para la operación del sistema energético, y en especial del sistema eléctrico.**

En este sentido, **los sistemas eléctricos necesitan disponer de tecnologías que garanticen firmeza y flexibilidad**, así como aumentar la relevancia de los servicios de ajuste, con el objetivo final de asegurar el suministro en todo momento. Las principales tecnologías capaces de aportar estos servicios son **la gestión de la demanda, las plantas de generación convencional o los sistemas de almacenamiento (SAE).**

Los SAE *utility-scale* son el sistema con mejores perspectivas de desarrollo y escalabilidad para sustituir, a largo plazo, a los ciclos combinados que prestan estos servicios en la actualidad. No obstante, deben adquirir dos papeles fundamentales para abordar la Transición Energética: por un lado, deben ser capaces de aportar respaldo al sistema para garantizar la integración de renovables de forma eficiente y, por otro lado, deben percibir señales de precio estables.

En esta línea, los **SAE pueden aportar servicios de red avanzados** que aumenten la rapidez de respuesta y flexibilidad, como por ejemplo mediante la regulación de frecuencia, la capacidad de recuperación del sistema o la reducción de vertidos. En todo caso, debe tenerse en cuenta que **existen distintos tipos de SAE (hidrógeno, baterías electroquímicas, hidrobombeo, etc.), cada uno de los cuales es capaz de proporcionar diferentes servicios** al sistema eléctrico en función de sus características técnicas y desarrollo tecnológico. Por ello, es imprescindible concretar los servicios que se quieren aportar con el SAE y utilizar una metodología adecuada de dimensionado y selección de la tecnología de almacenamiento a utilizar, para así optimizar tanto la inversión a realizar, como la operación de los sistemas.

Dentro de las distintas tecnologías de almacenamiento, **destacan las baterías ya que están teniendo un desarrollo tecnológico muy acelerado**, tienen mayor capacidad de implantación a gran escala y es la tecnología de la que se espera una mayor eficiencia en costes a futuro. Además, permiten evitar vertidos eléctricos y aportar flexibilidad al sistema, cubriendo parte de los retos de la transición y de la integración de renovables.

En la actualidad, **ya hay varios proyectos de baterías *utility-scale* en funcionamiento**, los cuales están consiguiendo regular la frecuencia y mejorar



la operación de los sistemas eléctricos a los que están conectados, principalmente en los países líderes en su desarrollo (Australia, EEUU, etc.). Sin embargo, en estos proyectos se observa que es necesario que **los ingresos por respaldo o servicios de ajuste representen entre un 30-70% de los ingresos de las baterías**, complementando al diferencial de precio obtenido mediante arbitraje, para que las baterías sean rentables y los inversores reciban una señal de precio adecuada.

A futuro, **se espera que las baterías se desplieguen masivamente en la próxima década gracias a nuevos desarrollos que permitan alargar su vida útil**, mediante el aumento de las densidades de potencia y energía, la ampliación del rango de temperaturas de funcionamiento, y mayores tasas de carga/descarga. Asimismo, se prevé el aprovechamiento de baterías de segunda vida en aplicaciones de red y que los **costes de inversión de estos proyectos se reduzcan en torno a un 50-60% a 2030**, gracias a economías de escala.

A 2030, **España quiere que el 74% de su generación eléctrica sea renovable, para lo cual prevé incorporar 57 GW de potencia renovable y 6 GW de almacenamiento (2,5 GW de baterías)**, con el objetivo de cubrir parte de sus necesidades de respaldo y flexibilidad, según lo establecido en el PNIEC. Sin embargo, los 2,5 GW de baterías por sí solas no serán capaces de soportar las rampas de generación provocadas por la penetración solar, necesitando de otras tecnologías como los CCGTs que también aporten flexibilidad al sistema. Además, por las características intrínsecas de la tecnología es poco probable que sea la única tecnología necesaria para un futuro sistema eléctrico renovable y prácticamente descarbonizado. Así, **las baterías deberán formar parte de un mix de tecnologías de respaldo que permitan cubrir de forma eficiente todas las necesidades del sistema**, ayudando a adecuar la oferta-demanda y colaborando además a aplanar la curva de precios.

En este sentido, **el modelo más viable para el desarrollo de baterías a gran escala en España será la hibridación con tecnología fotovoltaica**. No obstante, los ingresos por arbitraje de precios deberán verse complementados con la participación en mecanismos de capacidad y servicios de ajuste, ya que son claves para que las baterías tengan una expectativa de recuperación de costes razonable. Asimismo, **aunque España no está tan lejos de tener baterías comercialmente viables a 2025 ligadas a plantas renovables, se espera que el contexto actual de Fondos Europeos acelere las inversiones necesarias**.

En definitiva, **las baterías son una tecnología clave para avanzar en la descarbonización del sistema eléctrico español, y para su integración es necesario que se produzca un gran desarrollo tecnológico, que se acometan grandes inversiones y que se regule adecuadamente su participación en el sistema**.



Contactos de PwC

Óscar Barrero Gil

Socio. Líder del sector Energía en el área de Consultoría de PwC

oscar.barrero.gil@pwc.com

+34 915 684 993

Esther Martínez Arroyo

Senior Manager del sector Energía en el área de Consultoría de PwC

esther.martinez.arroyo@pwc.com

+34 915 685 400

Roxana Fernández Rabuñal

Senior Associate del sector Energía en el área de Consultoría de PwC

roxana.fernandez.rabunal@pwc.com

+34 944 288 800



Contactos de CIEMAT

Mercedes Ballesteros Perdices

Directora del Departamento de Energía del CIEMAT

m.ballesteros@ciemat.es

+34 913 466 597

Ignacio Cruz Cruz

Responsable de la Unidad de Energía Eólica del CIEMAT

ignacio.cruz@ciemat.es

Marcos Lafoz Pastor

Responsable de la Unidad de Sistemas Eléctricos de Potencia del CIEMAT

marcos.lafoz@ciemat.es



El presente documento ha sido preparado a efectos de orientación general sobre materias de interés y no constituye asesoramiento profesional alguno. No es un informe de opinión y no deben llevarse a cabo actuaciones en base a la información contenida en este documento, sin obtener el específico asesoramiento profesional.

No se efectúa manifestación ni se presta garantía alguna (de carácter expreso o tácito) respecto de la exactitud o integridad de la información contenida en el mismo y, en la medida legalmente permitida. PricewaterhouseCoopers Asesores de Negocios, S.L., sus socios, empleados o colaboradores no aceptan ni asumen obligación, responsabilidad o deber de diligencia alguna respecto de las consecuencias de la actuación u omisión por su parte o de terceros, en base a la información contenida en este documento o respecto de cualquier decisión fundada en la misma.

El propósito de PwC es generar confianza en la sociedad y resolver problemas importantes. Somos una red de firmas presente en 155 países con más de 284.000 profesionales comprometidos en ofrecer servicios de calidad en auditoría, asesoramiento fiscal y legal, consultoría y transacciones. Cuéntanos qué te preocupa y descubre cómo podemos ayudarte en www.pwc.es

© 2021 PricewaterhouseCoopers Asesores de Negocios, S.L. Todos los derechos reservados. "PwC" se refiere a PricewaterhouseCoopers Asesores de Negocios, S.L., firma miembro de PricewaterhouseCoopers International Limited; cada una de las cuales es una entidad legal separada e independiente.

Informe coeditado por la Fundación Naturgy. Fotografía de la página 30 cedida por Naturgy para la elaboración de este documento.