

Despliegue masivo de baterías en California: lecciones para el desarrollo eficiente del almacenamiento en España

Jorge Fernández Gómez, Investigador Sénior, Orkestra-Instituto Vasco de Competitividad (Fundación Deusto)

Resumen ejecutivo

El almacenamiento de energía, con distintas tecnologías, está llamado a jugar un papel fundamental en la siguiente fase de la transición energética en Europa. En particular, apoyará la descarbonización del sistema eléctrico y el avance de la electrificación de la economía para alcanzar los objetivos que marca la Unión Europea (una cuota de la electricidad en el consumo de energía final del 46% en 2040, de acuerdo con el Plan de Acción para la Electrificación de la Unión Europea de julio de 2026).

En la actualidad se está desarrollando el marco regulatorio y de mercado que dirigirá el desarrollo del almacenamiento en España. Las normas aprobadas hasta la fecha y otros borradores de normas en proceso de debate y tramitación favorecen, de manera específica, el desarrollo de almacenamiento en baterías electroquímicas con 2-4 horas de capacidad de almacenamiento, frente a otras tecnologías con mayor duración, como el bombeo hidráulico.

Para analizar las potenciales implicaciones de la estrategia para el despliegue del almacenamiento en España, en este artículo de blog revisamos el caso de California, donde, con un marco regulatorio que incentivaba especialmente el almacenamiento de corto plazo, se ha producido un despliegue masivo de baterías electroquímicas de corta duración (hasta 4 horas) en los últimos años, hasta alcanzar casi 17 GW en la actualidad.

El objetivo es extraer lecciones y ofrecer recomendaciones para el desarrollo de un marco regulatorio y de mercado eficiente en España.

Las principales conclusiones de nuestro análisis son las siguientes:

- el *mix* de almacenamiento óptimo para un sistema eléctrico incluye diferentes tecnologías, como baterías y bombeo hidráulico, que son tecnológicamente distintas, pero complementarias;
- la experiencia de California muestra que, con un marco que solo apoyaba el desarrollo de tecnologías de corta duración, se han instalado hasta 17 GW de baterías en los últimos años, sin que haya crecido la capacidad de bombeo hidráulico desde 2012;
- las autoridades regulatorias californianas reconocen ahora el valor de las instalaciones de almacenamiento de mayor duración y buscan corregir la situación, fijando objetivos de desarrollo de bombeo hidráulico en el muy corto plazo;
- el caso de California es el ejemplo de una planificación inadecuada del desarrollo del bombeo, que genera ineficiencias que a medio plazo afectan al coste del consumidor;
- el marco regulatorio propuesto en España genera señales sesgadas que sobreincentivan la inversión en baterías electroquímicas, generando el riesgo de desarrollar un sistema, como el de California, con mayor coste y necesidades de almacenamiento de mayor duración;

- para evitar esto, el marco regulatorio y normativo debe asegurar incentivos a invertir, desde el inicio del despliegue de almacenamiento, en distintas tecnologías con distintas duraciones y con distintas prestaciones y, en particular, favoreciendo el desarrollo de almacenamiento de mayor duración, como el bombeo hidráulico;
- para ello, debe tener en cuenta las características de esta tecnología y, específicamente, el plazo de construcción, los riesgos de desarrollo, el plazo de concesión de agua, acceso y conexión a la red, la vida útil de las instalaciones, etc.

En resumen, la principal lección para el sistema eléctrico español es que resulta óptimo promover desde fases tempranas el almacenamiento de larga duración (bombeo hidráulico), evitando que los incentivos favorezcan en la práctica únicamente a las baterías electroquímicas. En última instancia, el objetivo es promover una política energética que asegure un sistema que dé respuesta a los retos del sistema eléctrico a corto, medio y largo plazo y al mínimo coste para los consumidores.

1. Introducción

Creciente relevancia del almacenamiento en la transición hacia un sistema energético descarbonizado

La electrificación será uno de los grandes motores de la transición energética europea en los próximos años. Recientemente, la Comisión Europea aprobó el Plan de Acción para la Electrificación de la Unión Europea (UE), que fija el ambicioso objetivo de alcanzar una cuota de la electricidad en el consumo final de energía en la UE del 46% en 2040, lo que implica avanzar rápidamente en la sustitución de combustibles de origen fósil en muchos usos finales de la energía por electricidad (European Commission, 2026a,b).

Un sistema energético más electrificado requiere integrar mucha más generación eléctrica renovable, desarrollar y reforzar adecuadamente las redes eléctricas y, al mismo tiempo, mantener un suministro de energía eléctrica seguro, competitivo y flexible (European Commission, 2026a).

El almacenamiento de energía desempeñará un papel clave en este proceso.

Las tecnologías de almacenamiento permiten desplazar electricidad desde las horas en las que la energía eléctrica es abundante hacia aquellos momentos en las que existe escasez relativa de energía. Además, contribuyen a reducir los vertidos de generación renovable, aporta flexibilidad al sistema eléctrico, refuerza la seguridad de suministro y facilita la electrificación de hogares y comercios, industria y el sector del transporte. También ayudan a reducir la volatilidad de los precios y a utilizar de manera más eficiente las infraestructuras de redes y los activos de generación (European Commission, 2026).

Pero la expresión “almacenamiento” no se refiere a una única tecnología. Las tecnologías de almacenamiento de electricidad, como las baterías electroquímicas o las instalaciones de bombeo hidráulico, y el almacenamiento térmico (es decir, de energía en forma de calor) ofrecen soluciones de flexibilidad con distintas características, duración del almacenamiento, modos de operación y funciones. La Tabla 1 compara las características de las dos principales tecnologías de almacenamiento de electricidad: baterías y bombeo hidráulico.

Tabla 1. Principales características de las baterías electroquímicas e instalaciones de bombeo hidráulico

Característica	Baterías Li-ion (BESS) de 4 h	Bombeo hidráulico (PSH)
Duración del almacenamiento	2-4 h en la configuración tipo	Hasta 20 horas en configuraciones tipo, con un rango entre 5–175 h
Relación energía/potencia	4 MWh/MW en configuraciones tipo	Entre 8–12 MWh/MW en configuraciones representativas
Escala de capacidad energética	Modular; desde MWh hasta instalaciones de escala GWh	Adecuada para almacenamiento de gran escala/GWh
Velocidad de respuesta / flexibilidad	Muy alta (milisegundos, segundos y servicios auxiliares)	Alta con respuesta rápida dependiendo del diseño
Desplazamiento temporal de energía	Intradiario de corta duración	Intradiario de corta y larga duración, días, semanas, meses, estaciones
Eficiencia <i>round-trip</i>	85% en instalaciones de referencia	Entre 70–85 %
Vida útil	10-20 años	Hasta 80 años
Capacidad para proporcionar potencia durante períodos prolongados	Limitada por las 4 h: 1 GW implica aproximadamente 4 GWh en una configuración de 4 h	Mucho mayor: p. ej., 1 GW × 8–12 h = 8–12 GWh en las configuraciones tipo
Flexibilidad geográfica	Alta (modular y relativamente poco dependiente del emplazamiento)	Baja-media (requiere condiciones topográficas, hidráulicas adecuadas)
Tiempo de desarrollo / construcción	1-2 años	5-10 años (planificación, permisos y obra civil)
Madurez tecnológica	Muy alta	Muy alta
Cadena de valor	Depende de importaciones de materiales críticos y componentes de China y otros países	Más vinculada al tejido empresarial nacional y europeo, con mayor potencial de empleo
Principal ventaja comparativa	Rapidez de respuesta, modularidad y facilidad / rapidez de despliegue	Gran capacidad energética, mayor duración y larga vida útil
Principal limitación comparativa	La energía disponible se agota después de 4 h a potencia nominal	Elevada inversión inicial, restricciones geográficas y largos plazos de desarrollo

Fuente: elaboración propia, a partir de Augustine & Blair (2021); Denholm et al. (2021); NREL (2024,a,b); Viswanathan et al. (2022), González Cuenca (2025), EY (2026), pwc (2026),

Todas estas tecnologías pueden aportar valor a los sistemas eléctricos con elevada penetración de energías renovables de carácter intermitente, que necesitan, simultáneamente, recursos capaces de responder en segundos a las condiciones operativas en el muy corto plazo, desplazar energía durante unas horas, cubrir puntas de consumo más prolongadas o afrontar periodos más largos con baja producción renovable.

Aunque las baterías cuentan con algunas ventajas (son modulares, pueden instalarse rápidamente, son eficientes y capaces de prestar múltiples servicios), tienen también limitaciones (como la capacidad de almacenamiento, la duración de la descarga, su degradación) frente a otras tecnologías como el bombeo hidráulico, que, además de tener una vida útil muy superior a las baterías, puede prestar servicios de flexibilidad en horizontes temporales superiores a unas pocas horas, integrar mayores cantidades de energía renovable, ofrecer mayores niveles de potencia firme al sistema (Tabla 1).

El marco regulatorio del almacenamiento en España favorece el despliegue de baterías y dificulta el desarrollo del bombeo hidráulico

En España, el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima reconoce la relevancia del almacenamiento para la descarbonización de la economía, previendo la instalación de más de 12 GW de almacenamiento (incluyendo todas las tecnologías) en los próximos años, pasando de 6.413 MW en 2020 a 18.913 MW en 2030 (MITERD, 2023).

Para alcanzar los objetivos indicados, se está trabajando en el desarrollo del marco normativo que regulará el almacenamiento de energía y que incluye, entre otras normas, (a) el Real Decreto-ley 7/2026 (BOE, 2026); (b) un proyecto de Orden Ministerial por la que se crea un mercado de capacidad en el sistema eléctrico peninsular español (MITERD, 2024a); (c) una propuesta de Resolución para la revisión del Procedimiento de Operación del mercado de capacidad (MITERD, 2024b); y (d) una propuesta de Orden Ministerial sobre ayudas a proyectos de almacenamiento (MITERD, 2025a).

Todo ello está generando un creciente interés del mercado y la industria energética por incrementar las inversiones en instalaciones de almacenamiento.

Este marco legal y normativo, sin embargo, podría inducir un exceso de inversión en capacidad de almacenamiento en baterías electroquímicas, al favorecer la instalación rápida de MW de capacidad de esta tecnología mediante la simplificación en la tramitación de estas instalaciones y destinando una parte importante de las ayudas públicas al desarrollo de proyectos de baterías (pwc, 2026; EY, 2026). Al primar las soluciones de corto plazo basadas en almacenamiento de corta duración, el marco regulatorio dificulta el desarrollo del bombeo hidráulico, dados sus plazos de tramitación y construcción.

Esto plantea un reto relevante: cómo evitar que las señales económicas y regulatorias de corto plazo conduzcan a una concentración excesiva en una sola tecnología (baterías electroquímicas), diseñando de esta manera un marco de incentivos que dé lugar a un parque óptimo de tecnologías de almacenamiento.

La cuestión no es si deben desplegarse baterías eléctricas, sino cómo desarrollar una cartera diversificada de recursos de flexibilidad y almacenamiento, incluyendo varias tecnologías, que responda a las necesidades operativas del sistema eléctrico en España y al reto que implica su descarbonización y la necesidad de asignar recursos de manera eficiente (i.e., al mínimo coste para el consumidor). Un aspecto crítico es que la capacidad instalada (medida en MW) puede indicar cuánta potencia existe a disposición del sistema para entregar/absorber energía en un momento dado, *pero no cuánto tiempo puede mantener ese servicio*.

Estructura del artículo y principales conclusiones

La experiencia de California, donde la capacidad instalada de baterías electroquímicas ha crecido de manera rápida y exponencial en los últimos años, ofrece lecciones especialmente útiles para el sistema eléctrico español. Es uno de los primeros sistemas eléctricos de gran tamaño en los que las baterías han pasado, en pocos años, de ser un recurso marginal a desempeñar un papel relevante en la operación diaria. Su experiencia permite observar tanto los beneficios como los nuevos retos que surgen cuando muchas instalaciones similares (baterías, en este caso) operan al mismo tiempo.

Este artículo analiza en primer lugar, de forma breve, el caso de California y el impacto del rápido despliegue de baterías en este sistema eléctrico. A continuación, identifica las principales implicaciones y lecciones derivadas de la experiencia californiana que pueden resultar útiles para un diseño óptimo marco regulatorio y normativo que regulará el desarrollo del almacenamiento de energía en el sistema eléctrico español en los próximos años.

La principal conclusión de este artículo es que el parque óptimo de tecnologías de almacenamiento incluirá distintas tecnologías con mayor o menor duración y distintas características, incluyendo baterías electroquímicas y bombeo hidráulico. Un parque de almacenamiento diversificado contribuirá, de manera efectiva y eficiente, a cubrir las necesidades reales del sistema eléctrico y a responder a los retos operativos que plantea la penetración de energías renovables de carácter intermitente y la creciente flexibilidad y capacidad de respuesta de la demanda.

El marco regulatorio del almacenamiento, por tanto, deberá evitar sesgos a favor de tecnologías concretas (como las baterías) garantizar que existan incentivos adecuados a invertir en las distintas tecnologías y, especialmente, el bombeo hidráulico. Para ello, debe tener en cuenta las características como la energía almacenable (medida en MWh), la duración potencial del almacenamiento y de los ciclos de carga y descarga, la disponibilidad efectiva de las instalaciones, su localización o los servicios que cada activo puede prestar al sistema en los distintos horizontes temporales.

De esta manera, se impulsará de forma eficiente la electrificación de la economía, avanzando en el proceso de descarbonización al mínimo coste para los consumidores.

2. El caso de California

2.1. Despliegue masivo de baterías desde 2018

El almacenamiento en baterías ha crecido de manera exponencial en California

El crecimiento de la capacidad de almacenamiento de energía eléctrica en baterías electroquímicas (la mayor parte con una duración máxima de descarga de unas 4 horas) ha sido extraordinario en California y ha convertido a su sistema eléctrico en un laboratorio real para estudiar el despliegue de almacenamiento en un sistema con una penetración elevada de energía renovable de carácter intermitente.

La capacidad en baterías electroquímicas instalada en el conjunto del estado pasó de unos 500 MW en 2018 a más de 16.900 MW a mediados de 2025 (California Energy Commission, 2025a,b). Este crecimiento tan relevante de las baterías contrasta con el estancamiento, desde 2012, en la capacidad instalada en centrales de bombeo hidráulico, en torno a 3.900 MW (EIA, 2026) y en la dificultad para desarrollar nuevos proyectos con otros tipos de soluciones de almacenamiento.

California prevé, además, que las necesidades de almacenamiento continúen creciendo de forma muy significativa durante las próximas dos décadas, alcanzando hasta 52.000 MW de capacidad de corta y larga duración en 2045 (California Energy Commission, 2025a). Además, reconociendo la escasez de almacenamiento en horizontes de más de unas pocas horas, se han fijado objetivos de hasta 2.000 MW de capacidad de larga duración en el muy corto plazo, en el horizonte 2028, y al menos otros 2 GW en los siguientes años (CESA, 2026; CPUC, 2026).

Una gran parte de las baterías está físicamente asociada a instalaciones solares (principalmente) o eólicas, compartiendo el punto de conexión o funcionando como instalaciones híbridas. Así, por ejemplo, más de la mitad de la capacidad de almacenamiento en la zona de mercado que gestiona CAISO, que cubre aproximadamente el 80% de la demanda en California, está hibridada con generación renovable (CAISO, 2025a).

Por otro lado, la mayor parte de la capacidad instalada se concentra en instalaciones de gran tamaño (*utility scale*) desarrolladas por empresas energéticas, bien en la red eléctrica o en grandes instalaciones industriales, se ha desarrollado también significativamente el almacenamiento en los hogares y en el sector comercial (Tabla 2).

Tabla 2. Desglose de la potencia instalada en baterías en California por sector

	Capacidad (MW)	Nº instalaciones	Tamaño medio (kW)
Residencial	2.213	280.423	8
Comercial	849	3.797	224
Empresas energéticas	13.880	248	55.966
Total	16.942	284.468	60

Fuente: California Energy Commission (2026).

El fuerte crecimiento de la capacidad instalada de baterías electroquímicas se ha apoyado en un marco regulatorio, de mercado y tecnológico favorable

El despliegue masivo de energía solar en California dio lugar a la necesidad de garantizar capacidad de generación durante el pico de demanda de la tarde-noche, que podía cubrirse con baterías con capacidad de descarga de 4 horas.

El marco normativo y regulatorio (sobre remuneración de la capacidad de almacenamiento o la obligación de contratación de capacidad) y el desarrollo tecnológico y la caída de costes de las baterías electroquímicas dieron lugar a decisiones de inversión y construcción muy rápidas y centradas en las baterías de ion-litio de 4 horas (de duración de la descarga).

Las principales razones para el despliegue vertiginoso de capacidad de almacenamiento de baterías son (Aydin & Aydin, 2023a,b; California Independent System Operator, 2025a):

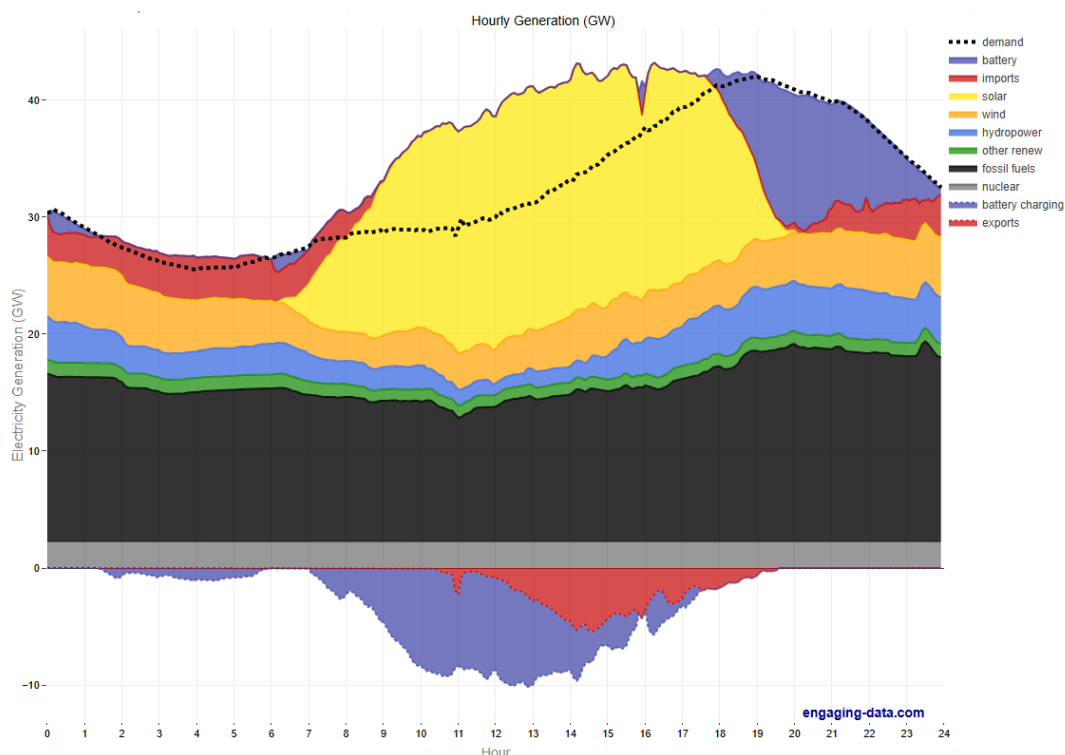
- a) el rápido crecimiento de la capacidad de generación de energía solar, cuyo perfil de operación (generando una acusada “curva de pato”) encaja con las baterías electroquímicas de 4 horas;
- b) los requisitos regulatorios de contratación rápida de capacidad para 2023 y 2023-2026, para dar respuesta a los retos de operación del sistema californiano (California Public Utilities Commission, 2021, 2023);
- c) las reglas sobre reserva de capacidad (*resource adequacy*), que primaban la capacidad de descarga en un horizonte de 4 horas (California Public Utilities Commission, 2021, 2022, s.f.);
- d) la estrategia y los objetivos de descarbonización del estado a largo plazo, que obligan a los comercializadores a cubrir las ventas minoristas de electricidad con un suministro 100% limpio, basado en energía renovable, en 2045;
- e) la fuerte caída en el coste de las baterías (hasta un 85% en el coste de los *battery pack* de ion-litio entre 2008 y 2020) (Federal Consortium for Advanced Batteries, 2021);
- f) la participación de las baterías en los mercados y en la provisión de servicios complementarios, favorecida por el diseño del mercado y la regulación.

Las baterías almacenan parte del excedente solar del centro del día y descargan la energía almacenada durante la punta de demanda de la tarde-noche

El patrón de funcionamiento de las baterías electroquímicas es predecible y característico. Durante las horas centrales del día, la elevada producción fotovoltaica reduce la demanda neta que debe cubrir el resto del sistema. Las baterías se cargan en estas horas con electricidad abundante y relativamente barata. Cuando cae el sol y el consumo continúa

siendo elevado, descargan la energía rápidamente, en un horizonte de 4 horas, ayudando a cubrir la punta de la tarde y las primeras horas de la noche (Figura 1).

Figura 1. Cobertura de la demanda de energía eléctrica por tecnología en California el martes 21/07/26



Fuente: extraído de Engaging Data (<https://engaging-data.com/california-electricity-generation/>).

Los datos de CAISO muestran la magnitud de este cambio. En 2024, entre las 17:00 y las 21:00, aproximadamente, las baterías aportaron en promedio alrededor del 8,6% de la energía eléctrica en el área de balance en el que opera CAISO.

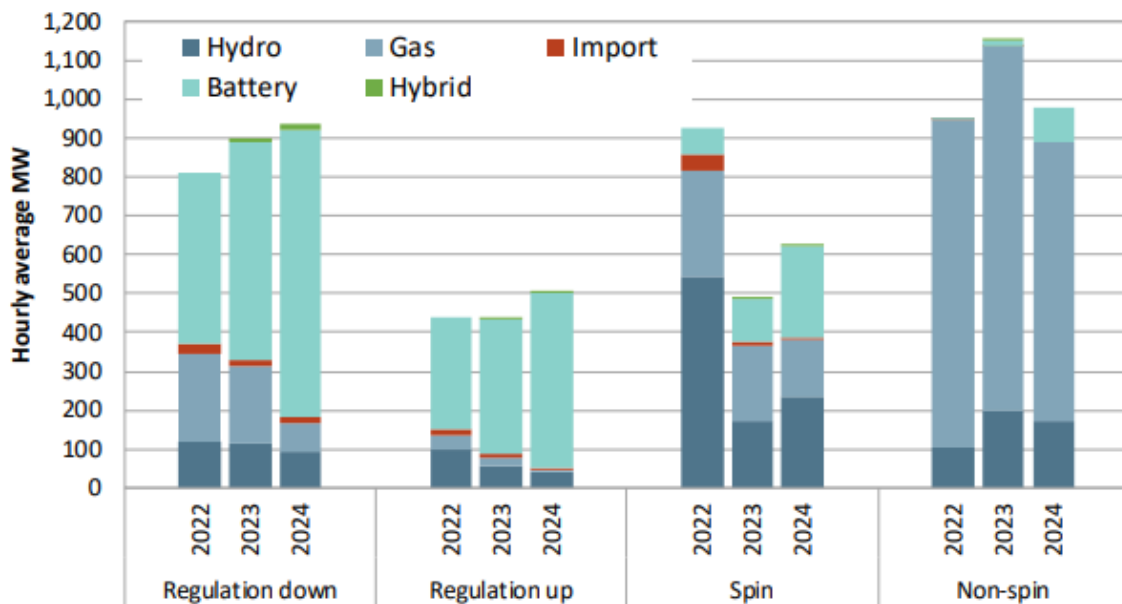
Durante las horas de mayor producción solar, entre las 10:00 y las 13:00, aproximadamente la carga de baterías alcanzó el 14,7% de la demanda (CAISO, 2025a, pp. 5-6, 10-12). En estas horas, la operación de las baterías reduce la necesidad de desconectar (por restricciones locales) o exportar el exceso de generación solar a precios muy bajos.

Además, las baterías electroquímicas aportan servicios complementarios al sistema

En 2024, las baterías aportaron hasta el 84% de los requerimientos de regulación a subir y bajar en el área de CAISO y de otros servicios complementarios (Figura 2). Esta aportación muestra una tendencia al alza.

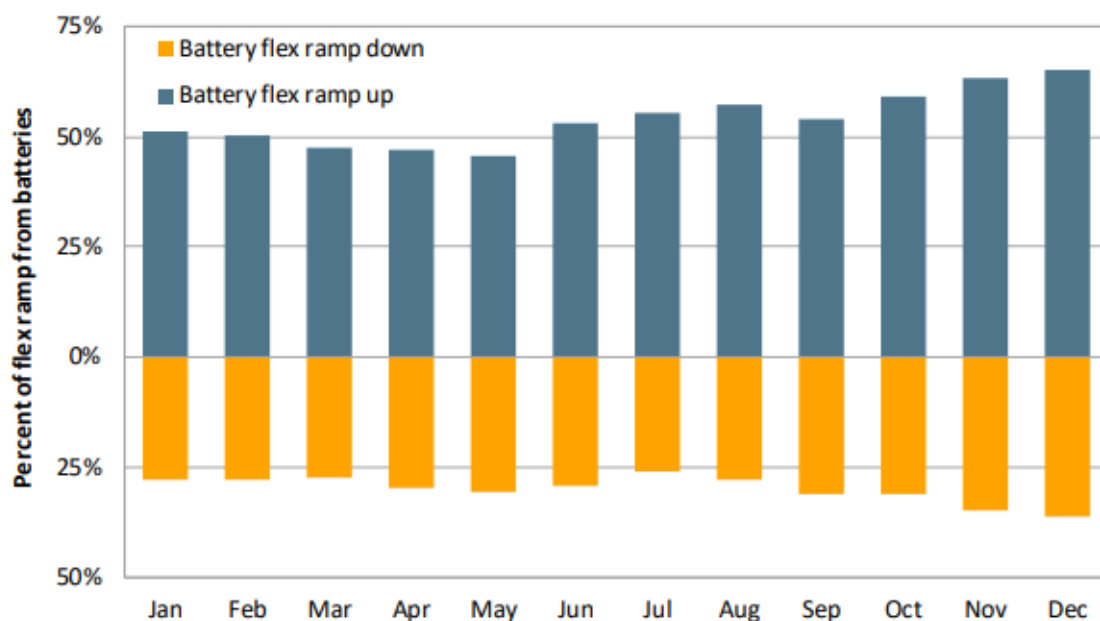
Estas cifras, junto con los datos sobre cómo operan las baterías, ponen de manifiesto dos funciones complementarias. Por un lado, las baterías absorben electricidad cuando existe abundante producción solar, reduciendo la necesidad de verter o exportar energía a precios muy bajos. Por otro, aportan energía y flexibilidad cuando la producción solar disminuye rápidamente (Figura 3).

Figura 2. Provisión de los principales servicios complementarios por tecnología en el área de mercado CAISO en 2024.



Fuente: extraído de CAISO (2025a, p. 15).

Figura 3. Porcentaje de los requerimientos de flexibilidad (rampas a subir y bajar) cubiertos por las baterías en 2024 en el área de mercado de CAISO



Fuente: extraído de CAISO (2025a, p. 16).

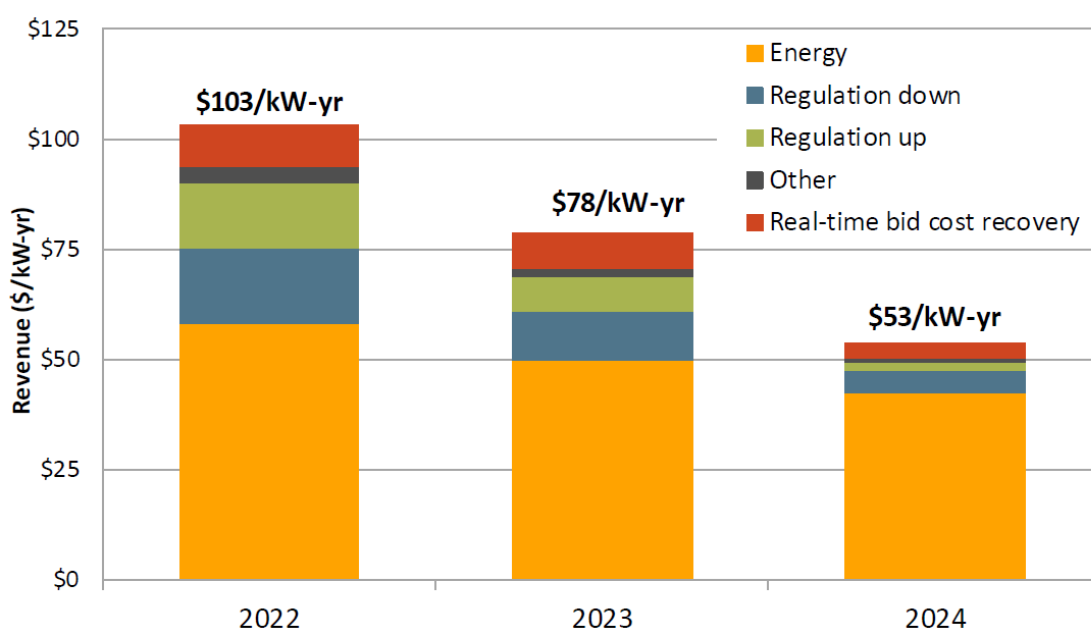
El fuerte crecimiento de la capacidad instalada de baterías ha dado lugar a un acusado fenómeno de canibalización de ingresos

A medida que aumenta la capacidad instalada de baterías electroquímicas, se va debilitando la posición en el mercado de este tipo de instalaciones, que ven como están empezando a reducirse sus ingresos anuales unitarios de la capacidad instalada (€/MW/año). Este efecto se conoce como “canibalización”.

Esta situación, que afecta a todas las tecnologías de almacenamiento, se debe fundamentalmente a dos razones: (a) la caída en los precios de mercado mayorista en las horas en las que vierten su energía al sistema; y (b) el incremento en el volumen de MW que pueden ofrecer servicios en los mercados de servicios complementarios. Otro factor que afecta a la caída de ingresos es la caída de la demanda.

Así, los ingresos totales unitarios de las baterías instaladas cayeron desde 103 \$/kW/año en 2022 hasta 78 \$/kW/año en 2023 y 53 \$/kW/año en 2024 (Figura 4). Además, está cayendo la contribución de los ingresos por servicios complementarios, etc., situándose en 2024 por debajo del 20% de los ingresos totales.

Figura 4. Ingresos totales de las baterías en el área de mercado de CAISO



Fuente: extraído de CAISO (2025a).

La caída en los precios del mercado implica también que aumentó la compensación (regulada) a los generadores por bajos precios de mercado, especialmente en los mercados de tiempo real. En 2024, las baterías recibieron de CAISO casi 18 millones de dólares de pagos compensatorios por las ofertas casadas (un 11% del total pagado a todos los generadores, frente al 10% en 2023) (CAISO, 2025a). Esto supuso el 4% de sus ingresos anuales totales.

Bajo el sistema “Bid Cost Recovery”, los generadores pueden recibir una compensación si sus ingresos por venta de energía y servicios complementarios no alcanzan determinados niveles, que dependen de factores como los costes de arranque, los costes de rampa, los costes asociados a niveles de carga mínima o los costes de generación estimados (CAISO, 2025c).

La disminución del potencial de arbitraje de precios a medida que aumenta el almacenamiento es normal en un mercado que funcione correctamente y sugiere que se está agotando el potencial para que entre en el sistema, de forma eficiente, más capacidad de almacenamiento, especialmente en baterías electroquímicas de 4 horas de duración.

2.2. Valoración de la experiencia en California

El despliegue de baterías en California ha sido masivo y muy rápido

El despliegue de capacidad de almacenamiento de baterías electroquímicas en California ha sido vertiginoso. La penetración de capacidad de esta tecnología flexible ha permitido dar respuesta en estos años a algunos de los principales retos del sistema eléctrico californiano, incluyendo la necesidad de garantizar flexibilidad en un contexto de rápida penetración de instalaciones de generación solar, la obligación (impuesta por la regulación) de avanzar en la descarbonización del suministro eléctrico, facilitando la integración de las energías renovables o la necesidad de aumentar la resiliencia del sistema en conjunto y reducir las importaciones de energía eléctrica de otros sistemas eléctricos vecinos, que cayeron del 33,9% del total de generación en 2012 al 22,3% en 2024 (California Energy Commission, 2025b).

El enfoque del marco regulatorio en una sola tecnología de almacenamiento tiene impacto sobre el mercado y la operación del sistema

El valor marginal de nueva capacidad de baterías de 4 horas es decreciente

Un estudio reciente del National Renewable Energy Laboratory (NREL) concluye que, si bien las baterías electroquímicas han generado mucho valor para el sistema al desplazar de manera eficiente generación solar en las horas centrales de día a las horas de punta de demanda en la tarde, incrementos adicionales de capacidad de baterías de 4 horas no podrán aportar tanto valor al sistema (Denholm et al., 2023).

Esto es debido a que todas las baterías operan con los mismos ciclos de carga y descarga, por lo que su valor marginal decrece: hay un exceso relativo de demanda de carga en las horas de máxima generación solar y un exceso relativo de oferta de descarga en la punta vespertina. Esto sugiere que la excesiva dependencia en una tecnología es ineficiente y que mantener las inversiones en baterías de 4 horas dará lugar a un sistema menos eficiente (y más caro) que si se diversificaran las tecnologías de almacenamiento.

El cambio en las curvas de oferta y demanda es significativo y altera los requerimientos del sistema

La entrada masiva de baterías de 4 horas está alterando significativamente las curvas de oferta y demanda y la curva de demanda neta de energía en California. Por un lado, se observa que la punta de la tarde se está aplanando (es decir, el pico de demanda es menor) y se está alargando (dura más horas). Por otro lado, en las horas centrales del día se concentra toda la carga (simultánea) de baterías, lo que altera el perfil de la demanda neta y crea nuevas necesidades de red, adquiriendo mayor relevancia la localización de las instalaciones, la capacidad de las redes en los distintos nodos y las señales para evitar y/o solucionar restricciones.

En el estudio de Aydin & Aydin (2023a,b), encargado por el regulador californiano CPUC (California Public Utilities Commission) (ver, especialmente, el “*Attachment B — Cost-Effectiveness of Future Procurement*”), se muestra que cuando aumenta la capacidad de almacenamiento por encima de determinados límites, se aplanan (y aumenta la duración de) la punta de demanda de la tarde, lo que implica que el siguiente MW de almacenamiento deberá descargar energía durante más horas. De acuerdo con este estudio, podría existir un punto de inflexión entre 10 y 15 GW en el sistema californiano a partir del cual se reduce el valor de capacidad adicional de almacenamiento de 4 horas, aumentando el valor del almacenamiento de mayor duración. El efecto de aplanamiento y alargamiento de la punta de demanda vespertina a medida que aumentaba la penetración de almacenamiento de 4 horas fue previsto en Denholm y Margolis (2018).

La masiva penetración de baterías cambia también la operación del sistema en función de su perfil de funcionamiento estado operativo

A medida que las baterías ganan peso, su estado o nivel de carga (*state of charge*) agregado se convierte en una variable relevante para la seguridad y la operación del sistema. Esto implica la necesidad de integrar la situación operativa en tiempo real del parque de instalaciones de almacenamiento en los protocolos de análisis y operación del sistema.

En los análisis de riesgos y suficiencia de recursos de CAISO, por ejemplo, se evalúan escenarios en los que parte de la capacidad de almacenamiento utilizada para cumplir con los requisitos de suficiencia de recursos (*resource adequacy*) no estaba plenamente disponible durante varias horas consecutivas. Entre las características modelizadas se incluyen la duración y momentos de las cargas y descargas y el comportamiento de oferta, por ejemplo (CAISO, 2025a, pp. 5–6, 31–34).

La principal implicación es que, a la hora de analizarse los riesgos para el sistema en momentos de estrés, debe distinguirse entre la potencia nominal y la potencia disponible de las instalaciones de almacenamiento en cada momento, teniendo en cuenta, además, su estado o nivel de carga. Dicho de otro modo, 10 GW de baterías con cuatro horas de duración de descarga no necesariamente ofrecen la misma capacidad de respuesta y protección para el sistema que 10 GW capaces de mantener su producción durante ocho, doce o más horas.

Adicionalmente, el Operador del Sistema debe tener en cuenta la degradación de las baterías, debido al desgaste que producen los ciclos de carga y descarga, a la hora de valorar la participación de estas tecnologías en los mercados de energía y de servicios complementarios y su capacidad para ofrecer servicios de flexibilidad al sistema (Khalilisenobari & Wu, 2021). La degradación de las baterías también afecta a la estimación, por parte de agentes privados, del valor de las baterías.

El marco regulatorio en California no ha ofrecido las señales adecuadas para invertir en almacenamiento de mayor duración, como el bombeo hidráulico

En paralelo a la caída del valor para el sistema de nueva capacidad de almacenamiento en baterías, aumenta el valor marginal de las tecnologías de almacenamiento con mayor duración, como el bombeo hidráulico.

En un estudio de 2024, por ejemplo, la California Energy Commission concluye que las tecnologías de almacenamiento de 8 horas y, sobre todo, las de 100 horas (como el bombeo hidráulico) adquieren cada vez más valor a medida avanza la descarbonización del sistema (Kurtz et al., 2024). El informe muestra explícitamente que las tecnologías de mayor duración ocupan una cuota cada vez mayor de la cartera de tecnologías de almacenamiento económicamente óptima (es decir, con el menor coste y la mejor respuesta a los retos del sistema) en los escenarios futuros, especialmente cuando la penetración de las energías renovables alcanza niveles muy elevados.

Por lo tanto, el informe se pronuncia en contra de una dependencia excesiva de las baterías de 4 horas. A pesar del creciente valor para el sistema eléctrico de las tecnologías de almacenamiento de mayor duración (como el bombeo hidráulico), el marco regulatorio en California –enfocado en el desarrollo de baterías de 4 horas– no ha generado señales adecuadas para invertir en tecnologías diferentes a las baterías de corta duración. Desde 2012, por ejemplo, la capacidad instalada de bombeo hidráulico se mantiene fija en unos 3.900 MW (EIA, 2026).

En la actualidad, existe un potencial de desarrollo de más de 2.000 MW de bombeo hidráulico (Interconnection.fyi, 2026; RheEnergise, s.f.), en línea con los objetivos

marcados por California de crecimiento de la capacidad de larga duración en el muy corto plazo (CESA, 2026), aunque los proyectos en marcha se enfrentan a diversas barreras relacionadas con permisos administrativos, normativa medioambiental y con los requerimientos de capital.

La planificación óptima del sistema debe tener en cuenta la evolución esperada de la demanda y de todas las tecnologías energéticas, además de la red

En otro estudio sobre escenarios futuros del sistema eléctrico, la California Energy Commission llega a la conclusión de que los sistemas futuros con menor coste para los consumidores incorporarán almacenamiento de largo plazo como complemento de las tecnologías de corto plazo (Go et al., 2024).

Esto se debe a que, como se ha argumentado más arriba, el almacenamiento de más duración puede sustituir, con un menor coste y mayores prestaciones (en términos de flexibilidad, seguridad y fiabilidad del suministro y objetivos medioambientales) al almacenamiento de 4 horas con baterías en los escenarios de descarbonización profunda a medio y largo plazo.

Un corolario de esta conclusión es que un marco regulatorio que favorezca la inversión en instalaciones de almacenamiento con distintas duraciones (en vez de poner el foco únicamente en el almacenamiento de 4 horas) reducirá a medio y largo plazo los costes totales de la transición hacia un sistema 100% descarbonizado.

La California Energy Commission también resalta que los valores óptimos concretos de capacidad para cada tipo de tecnología de almacenamiento dependen de la configuración del sistema y de la disponibilidad de recursos (e.g., recursos renovables como energía eólica, fotovoltaica, hidráulica o geotérmica, configuración de la red y posibilidades de expansión, refuerzo e interconexión, demanda flexible, generación firme baja en emisiones, etc.) (Kurtz, et al., 2024). La principal implicación es que un sistema eléctrico con un excesivo volumen de capacidad de almacenamiento de baterías de 4 horas podría limitar los incentivos a la inversión en otras tecnologías de almacenamiento con mayor duración que reducirían el coste total del sistema a medio y largo plazo.

Esta conclusión es similar a la obtenida por Deholm et al. (2023), quienes, en un estudio para el National Renewable Energy Laboratory, describen el proceso de despliegue en California como un proceso por fases. La primera fase, que podría describirse como una fase de “menor coste a corto plazo”, se centró en el despliegue masivo de la tecnología que podía desplegarse de manera más fácil (las baterías de 4 horas). En la siguiente fase, los cambios en la demanda, la oferta y la operación del sistema hacen necesario un mayor volumen de otras tecnologías de almacenamiento, ya que las baterías adicionales de 4 horas aportan beneficios cada vez menores al sistema.

El estudio argumenta que la planificación futura debería ir más allá de la tecnología de menor coste actual, optimizando el parque de almacenamiento con tecnologías de múltiples duraciones y enfocándose en el objetivo de desarrollar el sistema con el “menor coste a largo plazo”. Esto sugiere que un excesivo enfoque regulatorio inicial en las baterías de 4 horas, sin tener en cuenta las necesidades del sistema y las características de las tecnologías de almacenamiento con mayor duración, podría retrasar las decisiones de inversión en tecnologías que tendrán más valor, desde el punto de vista del sistema, en fases posteriores del proceso.

En el caso de California, que no se haya invertido en almacenamiento de mayor duración (específicamente, bombeo eléctrico) desde 2012 claramente indica que existen barreras y omisiones en el marco regulatorio (p. ej., no tener en cuenta otras necesidades del sistema o las distintas características de las distintas tecnologías de almacenamiento) que, en la práctica, impiden su desarrollo.

El masivo desarrollo del almacenamiento en baterías de 4 horas erosiona las condiciones de mercado que, junto con la regulación, apoyaron su rápido despliegue

Las primeras baterías que entraron en un sistema con mucha energía solar, como el californiano, aprovecharon las diferencias significativas entre los precios bajos en las horas del mediodía y los precios altos en la parte final del día. Esa diferencia crea una oportunidad de arbitraje: cargar las baterías cuando la electricidad es barata y descargarlas cuando los precios son más elevados y el sistema necesita energía.

Sin embargo, a medida que aumenta el número de baterías, un gran volumen de instalaciones responde a señales parecidas, incrementando la demanda en las horas centrales del día y la oferta durante la punta de la tarde-noche. El resultado es una reducción de la diferencia (*spread*) de precios entre ambos periodos, con un impacto significativo sobre el desarrollo del mercado de corto plazo.

Desde el punto de vista del sistema, este efecto puede ser positivo: las baterías reducen las diferencias de precios y desplazan energía hacia las horas en las que tiene mayor valor, suavizando los periodos de punta (*peak shaving*) y ofreciendo servicios al sistema en el muy corto plazo y el tiempo real.

Al mismo tiempo, sin embargo, erosionan sus principales fuentes de ingresos, como el mercado de energía de corto plazo o los mercados de servicios complementarios. Este efecto es conocido como “canibalización de ingresos” y su consecuencia es dificultar la financiación de nuevas inversiones y la recuperación de inversiones ya realizadas.

El efecto de “canibalización de ingresos” puede interpretarse como una señal de mercado de que el sistema no necesita más tecnologías de arbitraje entre periodos (i.e., no son necesarias más baterías y, tal vez, otras tecnologías de mayor duración). Esta señal deberá ser internalizada por los promotores de instalaciones y no por el sistema, ya que, en caso contrario, podría instalarse más capacidad que el nivel óptimo desde el punto de vista del sistema.

Las baterías también generan otros impactos, en términos de seguridad y residuos

Además de los efectos descritos sobre el funcionamiento del mercado, la operación del sistema y el valor de las baterías eléctricas, la experiencia en California muestra la relevancia de otros aspectos, como la seguridad de las instalaciones y su potencial impacto sobre la aceptación (licencia) social para desplegar estas tecnologías y la gestión de residuos al alcanzar el final de su vida útil.

El incendio de la instalación de Moss Landing (Monterey County, California), ocurrido en enero de 2025, puso el foco en los potenciales riesgos y consecuencias de desarrollar grandes instalaciones de baterías de ion-litio en ubicaciones concretas. Las consecuencias medioambientales fueron severas (Aiello et al., 2025), debido al vertido de metales de los cátodos de las baterías en los humedales costeros cercanos, y dieron lugar a una respuesta por parte de las autoridades regulatorias para asegurar que las normas de mantenimiento y funcionamiento de los sistemas de almacenamiento electroquímicos, los protocolos de respuesta ante emergencias y la planificación de medidas de emergencia redujeran el impacto potencial de incidentes graves en instalaciones con baterías de gran tamaño y concentradas en ubicaciones concretas. Esto plantea, además, un posible problema de licencia social similar —aunque técnicamente diferente— al de otras infraestructuras energéticas: la oposición de las comunidades locales podría influir cada vez más en la ubicación de los sistemas de almacenamiento de energía por baterías de ion-litio, la concesión de permisos y los plazos de ejecución de los proyectos (Woody, 2026; Bonner, 2026).

Otro aspecto que ha atraído la atención de las autoridades regulatorias en California es la gestión de las baterías y sus residuos al final de su vida útil. En un estudio de 2023, la California Public Utilities Commission identificó el problema del flujo creciente de residuos asociados al rápido despliegue de baterías (California Public Utilities Commission, 2023) y analiza el reto asociado al desmantelamiento, reciclaje y recuperación de materiales de los sistemas de almacenamiento de energía en baterías y a la financiación de los costes asociados.

En resumen, la principal lección de California es que el marco regulatorio no ha permitido un despliegue óptimo de tecnologías de almacenamiento

El análisis de los datos de California sugiere que se ha desplegado un volumen excesivo de capacidad de almacenamiento de baterías de cuatro horas, debido al diseño del marco regulatorio. El marco normativo no permitió el desarrollo de almacenamiento de mayor duración (e.g., instalaciones de bombeo) en igualdad de condiciones que las baterías, dando lugar a un mix de almacenamiento menos eficiente, lo que se traduce en un mayor coste para el consumidor en el medio y largo plazo.

Las baterías de ion-litio han aportado beneficios claros, permitiendo aprovechar mejor la generación solar, responder con rapidez a las necesidades de regulación y aportar energía durante la punta de demanda de la tarde. Sin embargo, el exceso de inversión en baterías ha podido desplazar, de manera ineficiente, otras tecnologías de almacenamiento, como muestran el efecto de canibalización de ingresos y el reconocimiento explícito de las autoridades regulatorias de que será necesario desarrollar más de 2 GW de capacidad de almacenamiento de larga duración en los próximos meses y años para responder a las necesidades del sistema

Sin embargo, el excesivo foco en una tecnología de almacenamiento de corta duración ha reducido, inevitablemente, el valor marginal de nueva capacidad adicional de las baterías. Además, ha erosionado los incentivos a la inversión en esta tecnología, al “canibalizar” sus fuentes de ingresos a través de un gran volumen de oferta, impidiendo el desarrollo de otras tecnologías de larga duración del sistema.

Esto, junto con los impactos adicionales del despliegue masivo de una única tecnología de almacenamiento sobre la operación del sistema y otros requerimientos de desarrollo de infraestructuras. Mencionados anteriormente, sugieren que el desarrollo a medio y largo plazo de un sistema con el mínimo coste para el consumidor debería basarse en una planificación que tenga en cuenta, desde el principio, distintas tecnologías de almacenamiento (y, en particular, las baterías y el bombeo hidráulico), para evitar potenciales fuentes de ineficiencia y mayores costes para el sistema a medio y largo plazo.

3. Implicaciones para el sistema eléctrico español

El análisis del caso de California permite identificar algunas lecciones que pueden ser relevantes para el sistema eléctrico en España.

El sistema eléctrico español presenta diferencias importantes respecto al californiano. La combinación de tecnologías, la configuración de las redes y las interconexiones, el papel del bombeo hidráulico, la capacidad de respuesta actual de la demanda y el diseño del mercado son distintos. Por ello, las implicaciones anteriores del caso californiano no pueden trasladarse al sistema español de forma automática. No obstante, California permite anticipar algunos problemas que pueden surgir cuando el despliegue de una tecnología avanza más rápido que la adaptación del marco regulatorio, del diseño de mercado y de la planificación.

A continuación, se comentan las principales implicaciones para el sistema eléctrico en España, que se encuentra en una fase de desarrollo del marco regulatorio y de incentivos para el almacenamiento de energía.

El marco regulatorio del almacenamiento en España debe promover desde fases tempranas el desarrollo del bombeo hidráulico

El primer riesgo al que se enfrenta el desarrollo actual del marco de incentivos al almacenamiento es generar un sesgo regulatorio hacia tecnologías de corta duración y que pueden ser desplegadas rápidamente, como las baterías.

Estas ofrecen ventajas en el corto plazo, para el sistema eléctrico, como muestra el caso californiano, y es razonable una parte significativa de las nuevas inversiones se enfoque en la tecnología de almacenamiento electroquímico.

Sin embargo, si los criterios de acceso, ayudas, remuneración o tramitación favorecen sistemáticamente una duración concreta de almacenamiento, como fue el caso en California, el resultado puede ser una cartera menos diversificada de la que el sistema necesitará en el futuro y, a la larga, mayores costes para el sistema y menor capacidad de resiliencia.

Es importante, por tanto, promover desde fases tempranas tanto el almacenamiento de corta duración (baterías) como el de mayor duración (bombeo hidráulico), evitando que los incentivos favorezcan en la práctica solo a las baterías y determinen un *mix* de tecnologías en el largo plazo sesgado e ineficiente.

El marco normativo y los esquemas de apoyo a las inversiones deben tener en cuenta las características de distintas tecnologías de almacenamiento.

La normativa en fase de desarrollo incluye un sesgo a favor de las baterías electroquímicas similar al que se observó en California

Dos informes recientes ilustran el impacto potencial del marco regulatorio que se está desarrollando en España, que favorece, de forma asimétrica, las inversiones en instalaciones con baterías electroquímicas (pwc, 2026; EY, 2026).

pwc (2026) calcula que, en las convocatorias analizadas de fondos FEDER 2021-2027 y del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR), la mayor parte de las ayudas se centraron en baterías, con únicamente un 20% del presupuesto destinado al bombeo hidráulico, y ayudas al *capex* del 50%, en el caso de las baterías, y el 10%, en el caso del bombeo hidráulico.

El análisis de EY (2026) ofrece resultados similares. Utilizando sus propias hipótesis de CAPEX, estima para 2020-2025 ayudas equivalentes al 45-50 % del CAPEX para las baterías, frente a 7-8 % para el bombeo hidráulico. El monto total de ayudas llegó hasta 965 M€ para baterías y 190 M€ para el bombeo hidráulico.

Ambos informes señalan, además, que la normativa recientemente aprobada y otras normas (p. ej., Real Decreto 997/2025, Real Decreto-ley 7/2026, Real Decreto 917/2015 o el informe de abril de 2025 de la CNMC sobre las garantías de origen) ofrecen trámites simplificados a las instalaciones de baterías (especialmente, las hibridadas con generación renovable), sin que se resuelvan barreras administrativas (relativas a permisos administrativos o el plazo de concesión para el uso del agua) que limitan las inversiones en el bombeo hidráulico.

El marco regulatorio debe incentivar los servicios de almacenamiento y flexibilidad que realmente necesita el sistema

Los mecanismos competitivos pueden incorporar requisitos de disponibilidad, duración, capacidad firme o desempeño, permitiendo que distintas tecnologías compitan por prestar un mismo servicio cuando sean realmente sustituibles. El punto de partida debe ser definir la necesidad del sistema: respuesta rápida, desplazamiento intradiario, suficiencia durante varias horas, almacenamiento de larga duración o gestión de congestiones.

La neutralidad tecnológica no consiste en tratar como idénticas tecnologías que prestan servicios diferentes. Una subasta que remunera exclusivamente potencia disponible durante cuatro horas puede ser formalmente neutral, pero no reconocer el valor adicional de una tecnología capaz de operar durante periodos mucho más largos. Del mismo modo, un incentivo basado únicamente en euros por MW instalado puede favorecer soluciones de alta potencia y baja energía almacenada.

El éxito del despliegue del almacenamiento no debe medirse únicamente en el total de MW instalados

El marco regulatorio en España debe avanzar hacia una evaluación multidimensional del almacenamiento que tenga en cuenta las características distintas de las distintas tecnologías de almacenamiento de energía y flexibilidad y cómo pueden contribuir de forma complementaria a responder a los retos en la operación del sistema.

A la hora de definir los esquemas de regulación y apoyo a las inversiones y la participación de las distintas tecnologías en los mismos (p. ej., en el mercado de capacidad), deben considerarse, además de la potencia instalada (MW), otros parámetros como la energía almacenable (MWh), la duración del almacenamiento y descarga de la energía, la disponibilidad de las distintas tecnologías en los momentos críticos, su contribución a la capacidad firme (y, por tanto, a la seguridad y resiliencia del sistema), la contribución a la reducción de los vertidos de energía renovable, la capacidad de prestar distintos servicios complementarios y otros servicios a la red, la velocidad de respuesta y la localización de las instalaciones.

Esto permitiría comparar las distintas tecnologías según la función que desempeñan y no únicamente teniendo en cuenta su coste de inversión inicial. También ayudaría a identificar complementariedades que generan valor para el sistema. Una batería de dos o cuatro horas, una instalación de bombeo hidráulico y una solución de almacenamiento térmico pueden resolver problemas diferentes dentro del mismo sistema.

Si, por el contrario, en vez de tener en cuenta de manera adecuada todos los parámetros mencionados anteriormente (que reflejan las necesidades del sistema) se mantienen los esquemas previstos de apoyo al almacenamiento de corta duración (baterías de 4 horas), entonces será necesario establecer sistemas de apoyo *ad hoc* para las tecnologías de mayor duración, como el bombeo hidráulico, para alcanzar un *mix* óptimo de almacenamiento a largo plazo.

Un sistema eléctrico descarbonizado requiere una cartera diversificada de tecnologías de almacenamiento con distintas duraciones y prestaciones

Las baterías de ion-litio responden con enorme rapidez, presentan una eficiencia elevada, son modulares y pueden instalarse en plazos relativamente cortos. Estas características las hacen especialmente adecuadas para ofrecer capacidad de regulación, servicios de ajuste y favorecer el desplazamiento de energía en un horizonte intradiario y de corto plazo (Denholm et al., 2023).

El almacenamiento de larga duración responde a necesidades diferentes. Tecnologías como el bombeo hidráulico pueden almacenar grandes cantidades de energía y descargar durante periodos prolongados, ofreciendo una capacidad de respuesta y flexibilidad en periodos que van desde el tiempo real, hasta el muy corto plazo (2-4 horas), horizontes de superiores a las 4 horas, días, semanas e incluso estaciones. Además, las centrales de bombeo tienen vidas técnicas muy largas y pueden prestar otros servicios relevantes para la estabilidad del sistema, por su tamaño y flexibilidad de operación (Denholm et al., 2023; Kurtz et al., 2024).

A medida que aumenta la penetración de energías renovables y de capacidad de almacenamiento en baterías electroquímicas, los periodos críticos no estarán necesariamente limitados a puntas de dos o cuatro horas al final del día, como muestra la experiencia en California. Pueden aparecer episodios más largos de baja generación eólica y solar, por un lado, y periodos en las puntas más prolongados y con perfiles más aplanados. En esas circunstancias, añadir sucesivamente baterías de cuatro horas puede no ser la solución de menor coste para cubrir toda la necesidad. (Denholm et al., 2023; Kurtz et al., 2024).

Existen oportunidades para incrementar la potencia de bombeo hidráulico en España

España dispone de una base hidroeléctrica relevante y de posibilidades de ampliar o modernizar determinadas instalaciones de bombeo hidráulico. Cada proyecto deberá evaluarse considerando costes, impactos ambientales, disponibilidad de emplazamientos y plazos, etc., pero favorecer estas opciones aportará valor al sistema en el corto, medio y largo plazo. Diversificar el parque de almacenamiento de forma eficiente no implica repartir inversiones mediante cuotas tecnológicas, sino evitar que el marco regulatorio cierre prematuramente opciones que pueden ser valiosas para el sistema en el futuro.

pwc (2026) y EY (2026) describen las ventajas del bombeo hidráulico y resaltan su complementariedad con las que aportan las baterías. La potencia firme de las configuraciones habituales de baterías de 2 a 4 horas es limitada y depende de su estado de carga y patrón de operación, mientras que los bombeos son capaces de gestionar el almacenamiento y descargar energía durante periodos mucho más largos (hasta 20 horas de descarga), tienen unas vidas útiles entre 4 y 5 veces superiores a las baterías y no están expuestas a degradación por los ciclos de carga y descarga (pwc, 2026).

También existen diferencias en los servicios de red. Las baterías destacan por su rapidez de respuesta y pueden prestar regulación de frecuencia y, si disponen de inversores y controles adecuados, funciones avanzadas de soporte de red, bajo determinadas configuraciones *grid-forming*. El bombeo síncrono, por otra parte, aporta de forma intrínseca inercia mecánica, potencia reactiva, capacidad de cortocircuito y, con determinadas configuraciones, servicios de reposición y *black start* (pwc, 2026). capacidades de las baterías dependen del diseño del inversor, de la configuración *grid-forming*, de la energía disponible y de los requisitos técnicos aplicables.

Por otro lado, en el escenario de cumplimiento de los objetivos del PNIEC 2023-2030 (10 GW de bombeo y 9 GW de baterías) frente a un escenario con 6 GW de bombeo y 13 GW de baterías, se identifican ventajas de los 4 GW adicionales de bombeo hidráulico en términos de (a) reducción de vertidos (un 60% adicional, con 4 TWh adicionales de energía renovable almacenada; (b) emisiones evitadas (hasta un 8% adicional, por desplazamiento de ciclos combinados); (c) autonomía energética (con una reducción del consumo de gas de hasta un 60%); y (d) firmeza (hasta 3 y 4 veces más horas de capacidad de respuesta en situaciones de estrés) (EY, 2026). Por otro lado, con niveles de ayuda similares, entre 30.000 y 40.000 €/kW/año, las prestaciones del bombeo implicarían un ahorro para el sistema dos veces superior al que ofrecen las baterías electroquímicas.

La planificación del almacenamiento, la generación y las redes deben desarrollarse de forma integrada

La experiencia californiana muestra que una elevada capacidad de baterías modifica tanto la oferta como la demanda de energía eléctrica. La carga simultánea puede concentrar consumos relevantes en determinadas horas y zonas, con impactos relevantes sobre la operación del sistema. La descarga puede aliviar restricciones en otras zonas y periodos. Por ello, la ubicación de los activos importa.

El procedimiento de planificación debería identificar dónde el almacenamiento puede reducir congestiones, facilitar la conexión de nueva generación renovable o evitar inversiones de red especialmente costosas. Esto exige desarrollar incentivos adecuados a la localización de las instalaciones y una coordinación e integración de la planificación de generación, redes, almacenamiento y demanda que tenga en cuenta, entre otras cosas.

pwc (2026) sostiene que el despliegue reciente de baterías en España se concentra especialmente en zonas de alto recurso solar y que la hibridación, los permisos y la disponibilidad de acceso pueden estar pesando más que las necesidades físicas de la red, a la hora de desarrollar instalaciones de almacenamiento.

Adicionalmente, el proceso de planificación de generación, almacenamiento y redes debe tener en cuenta la localización de las centrales de bombeo hidráulico (y de los potenciales desarrollos de esta tecnología), para asegurar los accesos a la red y la capacidad necesaria de transporte y distribución de energía hacia y desde estas instalaciones.

El marco de incentivos a las inversiones debe generar señales a la inversión en tecnologías de corta y larga duración del almacenamiento

La experiencia de California muestra que el crecimiento rápido del almacenamiento en torno a una única tecnología puede erosionar las oportunidades de arbitraje y de obtener ingresos por determinados servicios complementarios. Esto puede complicar la financiación de nuevos proyectos incluso en los casos en los que la capacidad adicional sea eficiente (i.e., aporte valor al sistema). (CAISO, 2025a).

El diseño del mercado debe permitir que los activos de almacenamiento accedan, cuando corresponda, a distintas fuentes de remuneración: energía, servicios de ajuste, capacidad, servicios de red y contratos de largo plazo. En el caso del mercado de capacidad, por ejemplo, deben incorporarse normas que definan, como se indicó anteriormente, el valor para el sistema de cada MW de almacenamiento. La contribución a la seguridad de suministro, la disponibilidad y la firmeza de cada tecnología debe valorarse de manera adecuada en los distintos sistemas de apoyo a las tecnologías.

En el Reino Unido, por ejemplo, se aplica un factor de *derating* en el mercado de capacidad para reconocer la firmeza real de las distintas tecnologías. Este factor de firmeza se sitúa en el 94,4% en el caso del bombeo hidráulico (superior al 93,0% de una turbina de gas o al 90,8% de un ciclo combinado y al 90,4% de una central hidráulica), mientras que, en el caso de las baterías, se sitúa en un rango entre el 11,0% (para baterías de 1 hora), el 44,0% (para baterías de 4 horas) y el 87,8% (para baterías de 8 horas) (pwc, 2026). Es decir, el marco regulatorio británico reconoce que una batería de 4 horas aporta un 53% de firmeza menos que una instalación de bombeo hidráulico.

En definitiva, el objetivo de los esquemas de apoyo no debe ser garantizar la rentabilidad de cualquier proyecto, sino facilitar que los recursos que aportan más valor al sistema dispongan de mecanismos adecuados para monetizar ese valor, facilitando la recuperación de las inversiones.

En el caso del marco regulatorio para el almacenamiento que se está desarrollando en España, si las herramientas de incentivos propuestas no valoran adecuadamente la

contribución del almacenamiento de larga duración para cubrir las necesidades del sistema, deberán complementarse con otros esquemas que generen las señales para la inversión en las tecnologías de mayor duración.

El almacenamiento puede, además, desempeñar un papel creciente en la electrificación y la competitividad industrial

El avance de la electrificación aumentará la demanda de electricidad y modificará los perfiles de consumo de numerosos sectores industriales. Esto implica que la competitividad de la industria dependerá cada vez más de la capacidad de acceder a electricidad renovable, fiable, y a precios estables y lo más bajos que sea posible.

El almacenamiento puede complementar los contratos de compraventa de energía renovable, aumentar la proporción del consumo cubierta con energía sin emisiones, facilitar la gestión de las puntas de demanda de potencia y aportar flexibilidad. Esto puede alcanzarse mediante autoconsumo y sistemas de gestión de demanda, pero también apoyando el desarrollo de flexibilidad en el sistema con otras tecnologías como el bombeo hidráulico.

Por otro lado, no todo el almacenamiento industrial tiene que ser eléctrico. Para procesos que utilizan calor, el almacenamiento térmico puede ofrecer en determinados casos una vía de flexibilidad más eficiente. El marco normativo del almacenamiento debería tener en cuenta las necesidades energéticas de la industria.

La dimensión territorial merece especial atención. Los *hubs* industriales en zonas portuarias, polos de industrias electrointensivas y otros desarrollos en marcha, como los valles de hidrógeno, concentran grandes consumos eléctricos y nuevas infraestructuras energéticas. Situar recursos de almacenamiento en estos entornos y facilitar el acceso a grandes instalaciones de almacenamiento mediante desarrollos y refuerzos adecuados de las redes pueden facilitar la descarbonización competitiva de la industria.

La seguridad y la sostenibilidad medioambiental deben tenerse en cuenta desde el inicio del despliegue de nuevas instalaciones de almacenamiento

Como muestra el caso de California, el crecimiento de las baterías eléctricas exigirá normas claras de seguridad, prevención y respuesta ante incendios, así como procedimientos adecuados para la gestión de incidentes. También requiere considerar la reutilización, el reciclaje y la gestión de residuos al final de la vida útil.

Estos aspectos deben formar parte de la evaluación económica y regulatoria de las tecnologías. Una comparación rigurosa de los costes de las distintas tecnologías debe considerar el ciclo de vida completo y no limitarse al coste inicial de inversión.

4. Conclusiones

El marco regulatorio en España debe facilitar el despliegue del almacenamiento bajo una visión sistémica, teniendo en cuenta distintas tecnologías de almacenamiento, con distintas características y duración del almacenamiento

El caso de California muestra el enorme potencial de las baterías para integrar generación solar y aportar flexibilidad. Su despliegue ha cambiado las curvas diarias de demanda y oferta y la operación del sistema eléctrico. El almacenamiento electroquímico se ha convertido en un recurso relevante para la gestión de situaciones de escasez de generación en el sistema eléctrico. Se trata de una experiencia de éxito tecnológico y operativo de la que pueden extraerse lecciones.

Sin embargo, el sistema californiano está entrando en una nueva etapa en la que se reconoce el valor del almacenamiento de larga duración y la necesidad de avanzar hacia una cartera óptima de instalaciones de almacenamiento que incluirá distintas tecnologías. Esto es debido a las limitaciones de las baterías electroquímicas los impactos sobre el mercado y la operación del sistema derivados de la operación simultánea y con patrones similares de miles de MW de almacenamiento.

La experiencia en California muestra que el desarrollo del almacenamiento, centrado en una sola tecnología, no ha sido eficiente. Las propias autoridades regulatorias reconocen el valor del almacenamiento de larga duración y la necesidad de desarrollar este tipo de infraestructuras en los próximos años.

Para evitar un *mix* de almacenamiento ineficiente (y con mayor coste para el consumidor), deberá planificarse el desarrollo del almacenamiento de corta y larga duración desde las fases iniciales de su despliegue y garantizando decisiones de inversión en instalaciones que requerirán más tiempo para su puesta en operación (como las inversiones en bombeo hidráulico).

El desarrollo del marco normativo que regulará el almacenamiento en España y que definirá sus fuentes de ingresos (p. ej., el mercado de capacidad) debe tener en cuenta todos estos aspectos. Adoptando un enfoque integral y una visión de sistema y que recoja las necesidades de sistema en el corto, medio y largo plazo pueden mitigarse los riesgos para la sostenibilidad de las inversiones (por canibalización de ingresos) y afrontarse de manera eficiente los retos para la operación del sistema que supone la excesiva dependencia de una sola tecnología (debido a la concentración de demanda de recarga en unas pocas horas y a la necesidad de tener en cuenta el estado de carga y la disponibilidad del parque de baterías, que adquieren mayor importancia).

La cartera óptima de activos de almacenamiento incluye distintas tecnologías, con distintas duraciones y prestaciones

La principal lección del caso de California no implica que se deba frenar el despliegue de las baterías electroquímicas, sino que debe desarrollarse un marco regulatorio y de mercado que dé lugar a una cartera amplia de tecnologías de almacenamiento en la que las baterías de corta duración serán solo una parte y estarán complementadas con distintas tecnologías (bombeo hidráulico, almacenamiento térmico, etc.).

Las baterías de corta duración serán una pieza esencial del sistema eléctrico futuro, pero no resolverán por sí solas todas las necesidades de un sistema eléctrico descarbonizado. El *mix* óptimo de infraestructuras deberá combinar tecnologías de almacenamiento de distintas duraciones con redes flexibles e inteligentes, interconexiones robustas, mayor capacidad de gestión de la demanda y otros recursos firmes y flexibles.

El marco regulatorio debería partir de las necesidades del sistema y remunerar los servicios y tecnologías que contribuyan a cubrirlas. También debería evitar que las ventajas coyunturales de una tecnología (en términos de costes de inversión iniciales o facilidad para obtener permisos) determinen de forma irreversible la estructura futura del parque de almacenamiento.

El objetivo último debe ser minimizar el coste total de un sistema eléctrico seguro, flexible, descarbonizado y competitivo

Frente a las propuestas actuales, que favorecen de manera sesgada a la tecnología de almacenamiento electroquímico (en términos de permisos, montos de ayudas, etc.), debe desarrollarse un sistema que no esté orientado, únicamente, a maximizar los MW instalados en baterías.

Al contrario, debe adoptarse una visión integral y desarrollarse una política energética que reconozca la aportación de las distintas tecnologías en términos de parámetros como la duración del almacenamiento, firmeza, la disponibilidad, la energía almacenable, la capacidad de prestar distintos servicios complementarios y otros servicios a la red, la velocidad de respuesta, la vida útil del almacenamiento o la localización de las instalaciones.

Además, a la hora de definir los sistemas de incentivos, deberá tenerse en cuenta la capacidad de las distintas tecnologías de ofrecer valor al sistema en otras dimensiones, como la reducción de emisiones, la capacidad de absorber vertidos de energía renovable, o aportación a la autonomía y seguridad energética y de materiales.

El objetivo último debe ser reducir el coste total para el sistema (es decir, para el consumidor final) de desarrollar un sistema eléctrico con cero emisiones netas, con un suministro eléctrico seguro y resiliente, con precios asequibles y que se enfrente a riesgos asumibles. Para ello será necesario, además, favorecer una planificación integrada de generación, redes, almacenamiento y demanda, desarrollar mecanismos de mercado capaces de valorar adecuadamente la duración y la disponibilidad y tener una visión de largo plazo sobre las necesidades de flexibilidad.

La enseñanza de California es, en definitiva, dinámica. La solución que aportó más valor en la primera fase de su transición (las baterías) no será la que aporte más valor en la siguiente fase. Esto sugiere que la aproximación regulatoria en California no fue eficiente desde el punto de vista dinámico, pues no tuvo en cuenta las necesidades de largo plazo del sistema, dando lugar, posiblemente, a un mix de almacenamiento más caro y a ineficiencias operativas.

España tiene la oportunidad de incorporar esa lección desde el principio y construir un marco regulatorio y de mercado que favorezca no solo el desarrollo de más almacenamiento, sino de una cartera de tecnologías de almacenamiento mejor, más diversificada, más eficiente y al menor coste, adaptada a las necesidades presentes y futuras del sistema eléctrico.

Referencias

- Aiello, I. W., Endris, C., Cunningham, S., Fountain, M., Grand, M. M., Heim, W., Kahn, A. S., et al. (2025). Coastal wetland deposition of cathode metals from the world's largest lithium-ion battery fire. *Scientific Reports*, 15, 42113. <https://doi.org/10.1038/s41598-025-25972-8>
- Augustine, C. & Blair, N. (2021). *Storage Futures Study: Storage technology modeling input data report* (NREL/TP-5700-78694). National Renewable Energy Laboratory. <https://doi.org/10.2172/1785959>
- Aydin, M. G. & Aydin, C. O. (2023a). *California Public Utilities Commission Energy Storage Procurement Study*. Lumen Energy Strategy, prepared for the California Public Utilities Commission. https://www.cpuc.ca.gov/-/media/cpuc-website/divisions/energy-division/documents/energy-storage/2023-05-31_lumen-energy-storage-procurement-study-report.pdf
- Aydin, M. G. & Aydin, C. O. (2023b). *California Public Utilities Commission Energy Storage Procurement Study*. Lumen Energy Strategy, prepared for the California Public Utilities Commission (Attachment B - Cost-Effectiveness of Future Procurement). https://www.cpuc.ca.gov/-/media/cpuc-website/divisions/energy-division/documents/energy-storage/2023-05-31_lumen-energy-storage-procurement-study-report.pdf

- BOE. (2026). *Real Decreto-ley 7/2026, de 20 de marzo, por el que se aprueba el Plan Integral de Respuesta a la Crisis en Oriente Medio*.
<https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2026-6544>
- Bonner, A. (2026, 8 de julio). *BESS developer opts for California Energy Commission fast-track approval after facing local county ordinance obstacles*. Energy Storage News.
<https://www.energy-storage.news/bess-developer-opts-for-california-energy-commission-fast-track-approval-after-facing-local-county-ordinance-obstacles/>
- California Energy Commission. (2025a). *California Energy Storage System Survey*.
<https://www.energy.ca.gov/data-reports/energy-almanac/california-electricity-data/california-energy-storage-system-survey>
- California Energy Commission. (2025b). *California Electrical Energy Generation*.
<https://www.energy.ca.gov/data-reports/energy-almanac/california-electricity-data/california-electrical-energy-generation>
- California Energy Commission. (2026). *California Energy Storage System Survey*.
https://tableau.cnra.ca.gov/t/CNRA_CEC_PUBLIC/views/EnergyStorageDashboard/CaliforniaEnergyStorageSystemSurvey
- California Independent System Operator. (2025a). *2024 Special Report on Battery Storage*. Department of Market Monitoring. <https://www.caiso.com/documents/2024-special-report-on-battery-storage-may-29-2025.pdf>
- California Independent System Operator. (2025b). *2024 Annual Report on Market Issues and Performance*. Department of Market Monitoring.
<https://www.caiso.com/documents/2024-annual-report-on-market-issues-and-performance-aug-07-2025.pdf>
- California Independent System Operator. (2025c). *Storage Design and Modeling Uplift and Default Energy Bid Working Group Updated Discussion and Issue Paper*.
<https://www.caiso.com/notices/storage-design-and-modeling-updated-discussion-and-issue-paper-on-uplift-and-default-energy-bid-posted-comments-due-01-08-26>
- California Public Utilities Commission. (2021). *Fact Sheet: Decision Requiring Clean Energy Procurement to Address Mid-Term Reliability* (D.21-06-035). California Public Utilities Commission. <https://www.cpuc.ca.gov/industries-and-topics/electrical-energy/electric-power-procurement/long-term-procurement-planning/more-information-on-authorizing-procurement/irp-procurement-track>
- California Public Utilities Commission. (2022). *2023 Filing Guide for System, Local and Flexible Resource Adequacy (RA) Compliance Filings* (R.21-10-002). California Public Utilities Commission. <https://www.cpuc.ca.gov/-/media/cpuc-website/divisions/energy-division/documents/resource-adequacy-homepage/resource-adequacy-compliance-materials/final-2023-ra-guide-clean-93022.pdf>
- California Public Utilities Commission. (2023). *Energy storage procurement study: Attachment G—End of life options for lithium-ion batteries*. California Public Utilities Commission. https://www.cpuc.ca.gov/-/media/cpuc-website/divisions/energy-division/documents/energy-storage/2023-05-31_lumen_energy-storage-procurement-study-report-attg.pdf
- California Public Utilities Commission. (2025). *CPUC issues proposal to enhance safety of battery energy storage facilities*. CPUC. <https://www.cpuc.ca.gov/news-and-updates/all-news/cpuc-issues-proposal-to-enhance-safety-of-battery-energy-storage-facilities>
- California Public Utilities Commission. (2026). *Draft Resolution E-5437, January 15, 2026*.
<https://docs.cpuc.ca.gov/PublishedDocs/Published/G000/M588/K929/588929861.PDF>

- California Public Utilities Commission. (s.f.). *Energy Storage*.
<https://www.cpuc.ca.gov/industries-and-topics/electrical-energy/energy-storage>
- CESA. (2026). *Table of State Energy Storage Targets and Progress*.
<https://www.cesa.org/projects/energy-storage-policy-for-states/table-of-state-targets/>
- Denholm, P., Cole, W., Frazier, A. W., Podkaminer, K. & Blair, N. (2021). *Storage Futures Study: The challenge of defining long-duration energy storage* (NREL/TP-6A40-80583). National Renewable Energy Laboratory. <https://doi.org/10.2172/1832215>
- Denholm, P., Cole, W. & Blair, N. (2023). *Moving Beyond 4-Hour Li-Ion Batteries: Challenges and Opportunities for Long(er)-Duration Energy Storage* (NREL/TP-6A40-85878). National Renewable Energy Laboratory. <https://doi.org/10.2172/2000002>
- Denholm, P. & Margolis, R. (2018). *The Potential for Energy Storage to Provide Peaking Capacity in California under Increased Penetration of Solar Photovoltaics: Report Summary*. NREL/PR-6A20-71030. <https://docs.nrl.gov/docs/fy18osti/71030.pdf>
- EIA. (2026). *California*. <https://www.eia.gov/states/CA/analysis>
- European Commission. (2026a). *Electrification Action Plan*. COM(2026) 595 final.
<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A52026DC0595&qid=1784715609929>
- European Commission. (2026b). *Tripartite agreement for energy storage*.
https://energy.ec.europa.eu/publications/tripartite-agreement-energy-storage_en
- EY. (2026). *La importancia del bombeo para el sistema eléctrico y la competitividad: acciones necesarias para fomentar su desarrollo*.
https://www.ey.com/es_es/insights/energy-resources/el-papel-estrategico-del-bombeo-hidraulico-en-el-entorno-geopolitico-actual
- Federal Consortium for Advanced Batteries. (2021). *National blueprint for lithium batteries 2021–2030*. U.S. Department of Energy.
https://www.energy.gov/sites/default/files/2021-06/FCAB%20National%20Blueprint%20Lithium%20Batteries%200621_0.pdf
- Go, R., Mahone, A., Stevens, J., Knapstein, J., Olson, A., Walter, K., Kramer, S., Schlag, N., Yuan, M., Burger, S., Raman, K., Hanna, R., Choukulkar, A., & Wilson, R. (2024). *Assessing the Value of Long-Duration Energy Storage in California* (CEC-500-2024-003). California Energy Commission.
<https://www.energy.ca.gov/publications/2024/assessing-value-long-duration-energy-storage-california>
- González Cuenca, I. (2025). *Overview of Energy Storage Deployment in Europe - An analysis of current status and policy framework on energy storage*. Joint Research Center, JRC141463. Publications Office of the European Union, Luxemburgo.
<https://data.europa.eu/doi/10.2760/3846606>
- Interconnection.fyi. (2026). *California Power Plants*.
<https://www.interconnection.fyi/eia/projects/state/CA>
- Khalilisenobari, R., & Wu, M. (2021). *Impact of battery degradation on market participation of utility-scale batteries: Case studies*. 52nd North American Power Symposium (NAPS). IEEE. <https://doi.org/10.1109/NAPS50074.2021.9449728>
- Kurtz, S., Colombo, M., ZareAfifi, F., Mahmud, Z., Abido, M., Serna-Torre, P., Staadecker, M., Hidalgo-Gonzalez, P., & Kittner, N. (2024). *Evaluating the Value of Long-Duration Energy Storage in California* (CEC-500-2024-085). California Energy Commission.
<https://www.energy.ca.gov/sites/default/files/2024-07/CEC-500-2024-085.pdf>

- MITERD. (2024a). *Propuesta de Orden por la que se crea un mercado de capacidad en el sistema eléctrico peninsular español*.
https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/energia/files-1/es-ES/Participacion/Documents/aeip-mecanismos-de-capacidad/Propuesta_OM_MercadodeCapacidad.pdf
- MITERD. (2024b). *Propuesta de Resolución de la Secretaría de Estado de Energía por la que se aprueba el procedimiento de operación de aplicación del servicio de capacidad*.
https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/energia/files-1/es-ES/Participacion/Documents/aeip-mecanismos-de-capacidad/Propuesta_Resolucion_POMercadoCapacidad.pdf
- MITERD. (2025a) *Propuesta de Orden Ministerial sobre ayudas a proyectos de almacenamiento*. https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/energia/files-1/es-ES/Participacion/Documents/anexos/aeip-bbrr-innovadores-alm-ener/25%2003%2024_OM%20BBRR%20ayudas%20ALMACENAMIENTO_%20FEDE_R21-27_limpio_rev.pdf
- National Renewable Energy Laboratory. (2024a). *Utility-scale battery storage*. 2024 Annual Technology Baseline. National Renewable Energy Laboratory.
https://atb.nrel.gov/electricity/2024b/utility-scale_battery_storage
- National Renewable Energy Laboratory. (2024b). *Pumped storage hydropower*. 2024 Annual Technology Baseline. National Renewable Energy Laboratory.
https://atb.nrel.gov/electricity/2024b/pumped_storage_hydropower
- pwc. (2026). *Estudio sobre la integración del almacenamiento en el sistema eléctrico. Retos, oportunidades y riesgos del despliegue del almacenamiento en el sistema eléctrico español*. <https://www.pwc.es/es/publicaciones/energia/assets/pwc-estudio-retos-almacenamiento.pdf>
- RheEnergyise. (s.f.). *HIGH-DENSITY HYDRO® CALIFORNIA. GIS Insights and Commercial Opportunities*. <https://www.rheenergyise.com/california>
- Viswanathan, V., Mongird, K., Franks, R., Li, X., Sprenkle, V. & Baxter, R. (2022). *2022 Grid Energy Storage Technology Cost and Performance Assessment*. Technical Report No. PNNL-33283.
<https://www.pnnl.gov/sites/default/files/media/file/ESGC%20Cost%20Performance%20Report%202022%20PNNL-33283.pdf>
- Woody, T. (2026, 23 de abril). California is ground zero for growing battery opposition. *Los Angeles Times*. <https://www.latimes.com/environment/story/2026-04-23/california-is-ground-zero-for-growing-battery-opposition>