

COMILLAS
UNIVERSIDAD PONTIFICIA
ICAI

MÁSTER UNIVERSITARIO
EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

Almacenamiento energético en España: revisión tecnológica, diagnóstico del acceso a red y viabilidad del objetivo PNIEC 2030

Autor: Teresa Nieto Peñas

Director: Jaime Navarro Ocón

Madrid

Junio de 2026

Declaración de originalidad

Declaro bajo mi responsabilidad que el Proyecto presentado con el título Almacenamiento energético en España: revisión tecnológica, diagnóstico del acceso a red y viabilidad del objetivo PNIEC 2030 e la ETS de Ingeniería – ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el curso académico 2025/2026 es de mi autoría y no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos. El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada de otros documentos está debidamente referenciada.

Uso de Inteligencia Artificial[1]

Declaro bajo mi responsabilidad que (indicar la opción correcta):

☐ No he utilizado Inteligencia Artificial en la elaboración del presente documento.

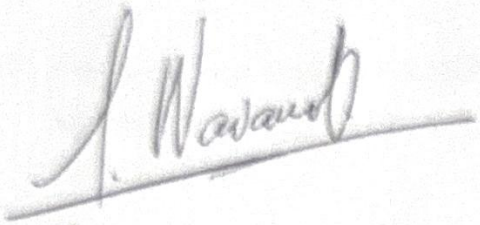
☒ He utilizado Inteligencia Artificial en la elaboración del presente documento y/o del Anexo B siempre en las condiciones permitidas por la Universidad Pontificia Comillas, es decir, aplicando el Nivel 2 de la Escala de Evaluación de Perkins et al. (2024): "*La IA puede utilizarse para actividades previas a la tarea, como la lluvia de ideas, la descripción y la investigación inicial. Este nivel se centra en el uso de la IA para la planificación, las síntesis y la generación de ideas, pero las evaluaciones deben hacer hincapié en la capacidad de desarrollar y refinar estas ideas de forma independiente*". En concreto, las Inteligencia Artificial ha sido empleada para:

Se ha hecho uso de herramientas de Inteligencia Artificial generativa como asistente de búsqueda, generación de ideas y como herramienta de síntesis de información. Toda la información sugerida por estos sistemas ha sido contrastada y verificada acudiendo a las fuentes primarias para garantizar su fiabilidad.


Firmado (alumno): Teresa Nieto Peñas
Fecha: 22/06/2026

[1] Esta declaración se refiere al uso de la Inteligencia Artificial generativa para realizar los documentos del Proyecto (Anexo B y Memoria). No aplica a Proyectos donde, por su naturaleza, deban emplear inteligencia artificial como parte de los mismos (aplicación de técnicas de aprendizaje automático, redes neuronales, análisis de datos…)

Autorización para la entrega del Proyecto

El Director del Proyecto	El co-Director del Proyecto (si aplica)
	
Fdo: Jaime Navarro Ocón	Fdo:
Fecha: 26/06/2026	Fecha:

COMILLAS
UNIVERSIDAD PONTIFICIA
ICAI

MÁSTER UNIVERSITARIO
EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

Almacenamiento energético en España: revisión tecnológica, diagnóstico del acceso a red y viabilidad del objetivo PNIEC 2030

Autor: Teresa Nieto Peñas

Director: Jaime Navarro Ocón

Madrid

Junio de 2026

ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO EN ESPAÑA: REVISIÓN TECNOLÓGICA, DIAGNÓSTICO DEL ACCESO A RED Y VIABILIDAD DEL OBJETIVO PNIEC 2030

Autor: Nieto Peñas, Teresa.

Director: Navarro Ocón, Jaime.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas.

RESUMEN DEL PROYECTO

El sistema eléctrico español se encuentra en un proceso de evolución energética, alcanzando hitos relevantes en la integración de energías renovables. En 2025, estas tecnologías representaron más del 55 % de la generación eléctrica nacional, consolidando a España como uno de los sistemas eléctricos europeos con mayor penetración renovable [1], [2].

La elevada participación de estas fuentes de generación, especialmente solar fotovoltaica y eólica, incrementa la necesidad de recursos capaces de aportar flexibilidad y equilibrar las diferencias temporales entre generación y demanda, dada su naturaleza variable e intermitente y su conexión al sistema a través de convertidores electrónicos sin inercia rotacional. Adicionalmente, ya en 2023, 1,3 TWh de energía renovable fue vertida, mientras que parte de la cobertura de los picos de demanda continuó dependiendo de centrales de ciclo combinado [3]. Asimismo, este aumento, especialmente durante determinadas franjas horarias, ha provocado una creciente presión a la baja sobre los precios del mercado mayorista, dando como resultado el fenómeno de precios horarios negativos en el mercado eléctrico español, una situación que se ha vuelto cada vez más frecuente [4], [5].

Para dar respuesta a estos desafíos, el almacenamiento energético se ha convertido en uno de los pilares de la planificación energética nacional. El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2023-2030 establece el objetivo de alcanzar 22,5 GW de capacidad de almacenamiento para el año 2030 [6]. Sin embargo, la capacidad actualmente operativa en España se sitúa en torno a los 8,1 GW, de los cuales aproximadamente 6 GW corresponden a centrales de bombeo hidráulico [7]. Considerando además los objetivos previstos para el almacenamiento termosolar (CSP),

el cumplimiento de las metas del PNIEC requerirá la incorporación de más de 14 GW de nueva capacidad de almacenamiento durante los próximos años.

Actualmente, España se sitúa entre los mercados con mayor actividad en proyectos de almacenamiento energético a nivel internacional y cuenta con una cartera de proyectos de baterías que supera los 25 GW con permisos concedidos y más de 15 GW en tramitación. No obstante, la existencia de esta cartera no garantiza su materialización real, lo que plantea dudas sobre la viabilidad de alcanzar los objetivos establecidos y justifica la necesidad de analizar las barreras técnicas, regulatorias y territoriales que condicionan su despliegue.

En este contexto, el presente trabajo analiza la viabilidad de alcanzar los objetivos PNIEC 2030, las barreras que condicionan el despliegue del almacenamiento en España y las tecnologías con mayor adecuación para contribuir a su cumplimiento.

En el trabajo se presenta el estado del arte del almacenamiento energético, revisando las principales tecnologías electroquímicas, hidráulicas y térmicas, así como sus características técnicas y económicas, aplicaciones y grado de madurez.

A partir de datos de Red Eléctrica de España (REE), el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) y otros registros oficiales, se estudia y presenta la situación actual del almacenamiento energético en España. El análisis cuantifica la brecha entre los más de 40.000 MW solicitados y los 193 MW operativos de baterías, y caracteriza nodo a nodo la disponibilidad de capacidad en red, identificando la saturación de nudos, el desajuste territorial y la asimetría entre los registros de acceso en generación y en demanda como elemento central del cuello de botella estructural. La trayectoria de despliegue española se contextualiza mediante una comparativa con mercados europeos de referencia (Alemania, Italia y Reino Unido), analizando los factores que explican su mayor madurez.

Adicionalmente, se desarrolla un análisis de escenarios de despliegue hasta 2030 mediante dos enfoques complementarios. En primer lugar, a partir del análisis nodal de la red y las restricciones de acceso identificadas, se construyen cuatro escenarios de compatibilidad técnica (A–D) que incorporan progresivamente mayores niveles de flexibilidad regulatoria y de acceso, desde una compatibilidad restrictiva sin hibridación hasta un desbloqueo dinámico con acceso flexible, cuantificando en cada caso la

capacidad materializable de BESS, bombeo y CSP. En segundo lugar, sobre estos escenarios se aplica una simulación Monte Carlo que modela la incertidumbre en las tasas de materialización de los proyectos, obteniendo distribuciones probabilísticas de capacidad instalada en 2030 y estimando la probabilidad de cumplimiento del objetivo PNIEC.

Finalmente, se utiliza metodología multicriterio basada en TOPSIS (Technique for Order Preference by Similarity to Ideal Solution) para evaluar y clasificar las tecnologías de almacenamiento según su adecuación a cuatro casos de uso del sistema eléctrico español: regulación de frecuencia, arbitraje de energía, respaldo de renovables y almacenamiento estacional. Para ello se construye una matriz de decisión que recoge parámetros técnicos (RTE, densidad energética, vida útil, tiempo de respuesta, TRL), económicos (CAPEX, LCOS) y del sistema (flexibilidad operativa, compatibilidad con la red española). Los pesos de los criterios se asignan directamente según el caso de uso y se someten a un análisis de sensibilidad, permitiendo evaluar la robustez del ranking tecnológico ante distintas prioridades de política energética.

Los datos muestran una asimetría entre la capacidad ya operativa y el volumen de proyectos registrados administrativamente. Mientras únicamente 193 MW aparecen en Puesta en Servicio dentro del registro de generación, más de 25 GW disponen ya de permisos concedidos y otros 15 GW continúan en tramitación. Esta diferencia se refleja en una tasa de conversión del 0,75%, lo que indica que únicamente esa fracción de la capacidad con permisos concedidos ha conseguido ser materializada, y sugiere que alcanzar los objetivos de baterías previstos en el PNIEC requeriría acelerar de forma muy significativa el ritmo de despliegue observado hasta 2026.

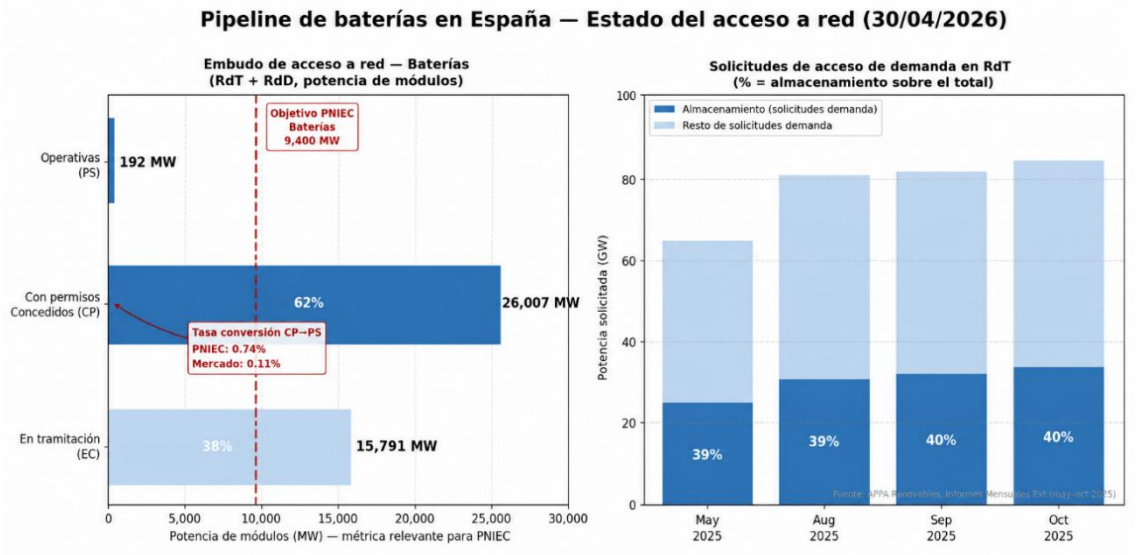


Figura 1. Estructura de la cartera de proyectos de baterías electroquímicas en España: PS, CP y EC (abril 2026).

La comparativa con mercados europeos de referencia (Alemania, Italia y Reino Unido) evidencia el retraso relativo de España. Alemania alcanza máximos próximos a 1,7 GW/año, Reino Unido supera los 900 MW/año en su fase de mayor aceleración, e Italia llega temporalmente por encima de 1,2 GW/año durante 2025. España, incluso tras la aceleración reciente, permanece en valores inferiores a 200 MW/año, situándose todavía en una fase previa al despegue que apunta a la existencia de barreras estructurales más allá de la simple falta de proyectos.

Entre las barreras estructurales identificadas, el marco regulatorio constituye uno de los factores determinantes. La evolución regulatoria entre 2020 y 2026 muestra que el almacenamiento electroquímico a gran escala en España se desarrolló durante varios años bajo un marco incompleto. Aunque el RD 1183/2020 [8] estableció el procedimiento de acceso para baterías, los instrumentos técnicos y económicos necesarios para su operación bidireccional fueron desarrollándose de forma progresiva y con retrasos significativos. El apagón del 28 de abril de 2026 aceleró la publicación de las Especificaciones Detalle de la CNMC para acceso en demanda. Sin embargo, elementos clave como el acceso flexible siguen pendientes de implementación completa a fecha del análisis.

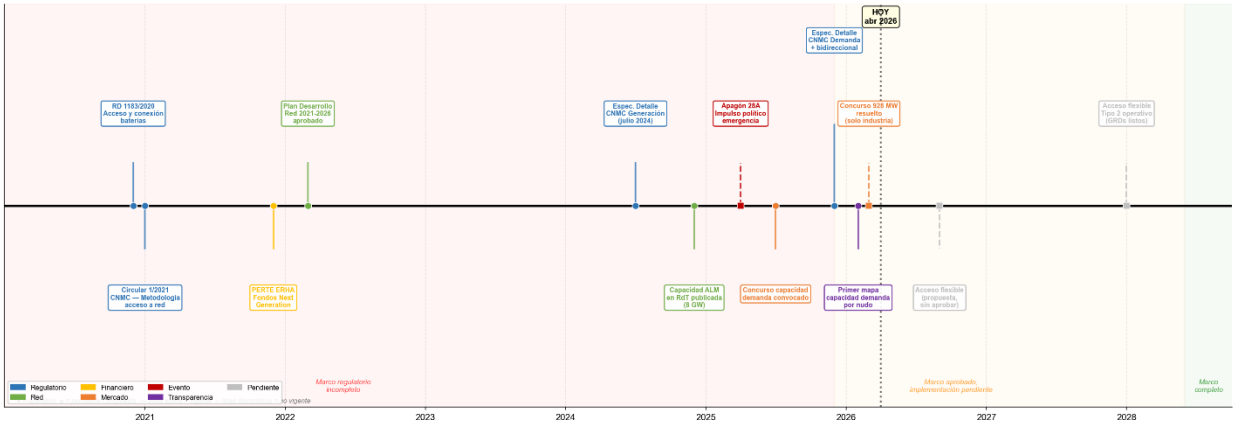


Figura 2. Línea temporal del marco regulatorio del almacenamiento energético en España (2019–2026).

Otra barrera estructural es la conexión a los nudos de la red de transporte. El análisis revela una clara diferencia entre las dos modalidades de acceso disponibles para el almacenamiento, el acceso en modo generación y el acceso en modo demanda. Aunque ambas modalidades utilizan la misma infraestructura física, sus implicaciones técnicas y regulatorias son distintas, y la elección del registro condiciona de forma determinante las posibilidades reales de conexión de un proyecto.

Mientras el modo demanda presenta 217.664 MW disponibles en 285 nudos con capacidad libre, el modo generación, bajo el cual se ha tramitado históricamente la mayor parte del pipeline, publica 84.879 MW disponibles, si bien esta cifra representa un máximo agregado teórico: corresponde a la suma de varias subcategorías de acceso no acumulables entre sí, ya que cada proyecto únicamente puede tramitarse a través de una de ellas.

Tabla 1. Principales métricas agregadas de los registros de generación y demanda a abril de 2026.

MÉTRICA	MODO DEMANDA	MODO GENERACIÓN
NUDOS SATURADOS	652 (69,6 %)	729 (77,8 %)
NUDOS CON CAPACIDAD DISPONIBLE	285 (30,4 %)	208 (22,2 %)
MW DISPONIBLES TOTALES	217.664 MW	84.879 MW
MW YA OTORGADOS	47.590 MW	19.354 MW
MW EN TRAMITACIÓN	16.091 MW	15.544 MW

El análisis territorial añade una segunda dimensión al problema. La capacidad disponible no se distribuye homogéneamente. En Andalucía, Castilla y León y Galicia se concentran cerca del 60% de la capacidad disponible en modo demanda, mientras que comunidades como Madrid o Navarra presentan capacidad nula en este registro. El 10% de los nudos con mayor disponibilidad acumula el 25,6% de toda la capacidad publicada. Cruzando esta información con la localización de los proyectos activos, el resultado es que el 62% de los proyectos analizados en modo demanda, equivalente al 61% de la potencia solicitada, se ubica en nudos ya saturados.

El problema no es, por tanto, una escasez absoluta de red, sino un doble desacoplamiento: entre modalidades de acceso, con el pipeline concentrado en el registro más restrictivo, y entre la localización de los proyectos y la capacidad técnica realmente disponible. El análisis de los criterios de saturación muestra además que aproximadamente el 22% de los nudos bloqueados lo están por criterios dinámicos de operación, que son potencialmente revisables sin necesidad de nueva infraestructura física, frente al 78% restante que requiere inversión en red. Esta distinción es determinante para los escenarios de despliegue analizados a continuación, ya que el potencial de desbloqueo a corto plazo depende en gran medida de si las restricciones son de naturaleza regulatoria u operativa o si requieren inversión física.

Se definen cuatro escenarios de compatibilidad técnica que incorporan progresivamente mayores niveles de flexibilidad de acceso, construidos a partir del análisis nodal de la red y las restricciones identificadas en el registro de REE.

El escenario A, el más restrictivo, considera únicamente almacenamiento standalone en red de transporte (MGES_RdT), obteniendo una capacidad compatible de 6,7 GW, equivalente al 26% del pipeline con permisos concedidos.

El escenario B amplía esta cifra a 9,3 GW (36%) al incorporar configuraciones más flexibles dentro de la red de transporte, como sistemas híbridos y esquemas de modulación de potencia electrónica (MPE_RdT). El incremento respecto al escenario A evidencia que parte de las restricciones no dependen de la falta física de red sino del modelo técnico de acceso utilizado.

El escenario C incorpora adicionalmente la red de distribución, elevando el techo técnico hasta 19,4 GW (75% del pipeline). Sin embargo, este resultado requiere una

interpretación cuidadosa: la capacidad en red de distribución es técnicamente superior y territorialmente más distribuida, pero las instalaciones conectadas en este nivel operan bajo condiciones regulatorias y económicas distintas, con acceso más limitado a determinados mercados y servicios sistémicos. Además, la capacidad en la red de transporte (RdT) y de distribución (RdD) no es acumulable para un mismo proyecto, por lo que la cifra representa un techo agregado teórico y no una capacidad simultáneamente accesible.

El escenario D introduce un enfoque diferente, analizando el origen técnico del bloqueo en cada nudo, distinguiendo entre restricciones dinámicas, potencialmente revisables sin nueva infraestructura, y restricciones estructurales que requieren inversión física. Se identifica un potencial dinámico bruto de 9.114 MW que, tras aplicar un capado regional para evitar sobreestimaciones en comunidades con pipeline limitado, resulta en una capacidad compatible de 13,1 GW (51% del pipeline), frente al 26% del escenario A.

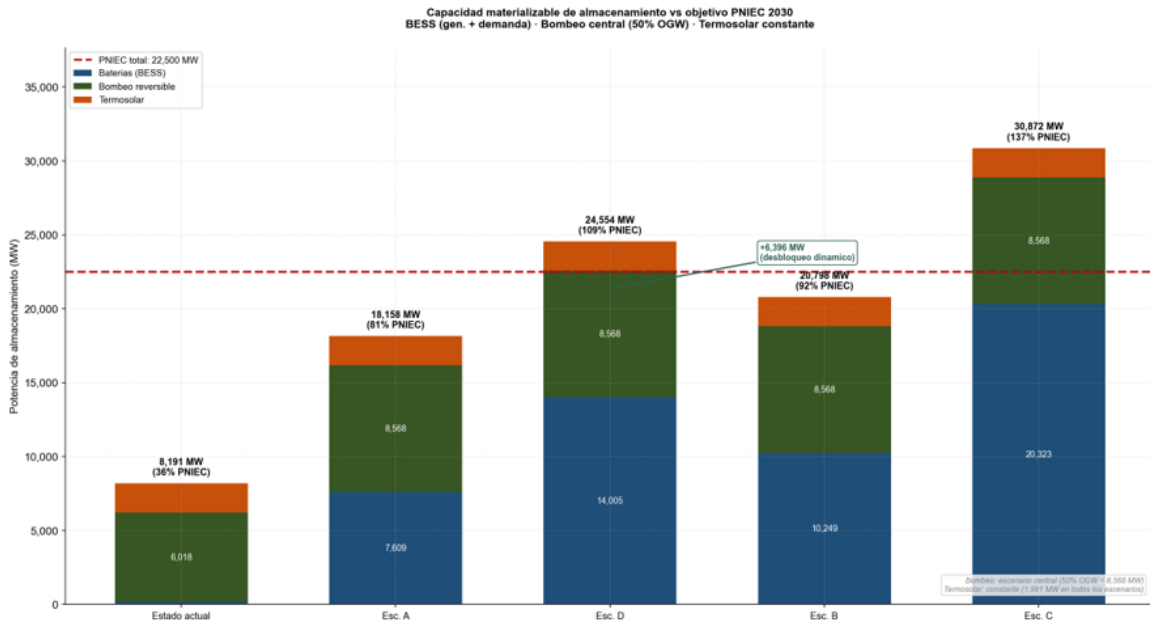


Figura 3. Capacidad materializable de almacenamiento por tecnología y escenario vs. objetivo PNIEC 2030.

En conjunto, los cuatro escenarios muestran que el principal límite del sistema no depende únicamente de la capacidad física agregada de red, sino también del modelo de acceso utilizado, la distribución territorial del pipeline y la evolución futura de los criterios regulatorios y dinámicos de conexión.

Sobre los escenarios de capacidad materializable definidos anteriormente, se aplica una simulación Monte Carlo para modelizar la incertidumbre en las tasas de materialización de los proyectos y obtener una estimación probabilística de la capacidad realmente instalada en 2030. Ejecutada sobre 100.000 iteraciones, genera una distribución probabilística de la capacidad instalada en 2030 para cada tecnología y para el almacenamiento agregado del sistema. El valor central de la distribución (P50) se sitúa en aproximadamente 20.919 MW, con una media de 21.096 MW, ambos por debajo del objetivo PNIEC de 22.500 MW. La probabilidad de alcanzar dicho objetivo es del 23,2%, lo que indica que bajo las condiciones actuales de despliegue España tiene una probabilidad limitada de cumplirlo antes de 2030.

La descomposición por tecnología muestra que el BESS standalone aporta de media 6.976 MW, el BESS híbrido 3.573 MW y el bombeo reversible 8.565 MW. El cumplimiento del objetivo total requiere, por tanto, escenarios simultáneamente favorables en varias tecnologías: velocidad de ejecución del pipeline BESS, despliegue efectivo de los proyectos de bombeo reversible y evolución del marco regulatorio de acceso.

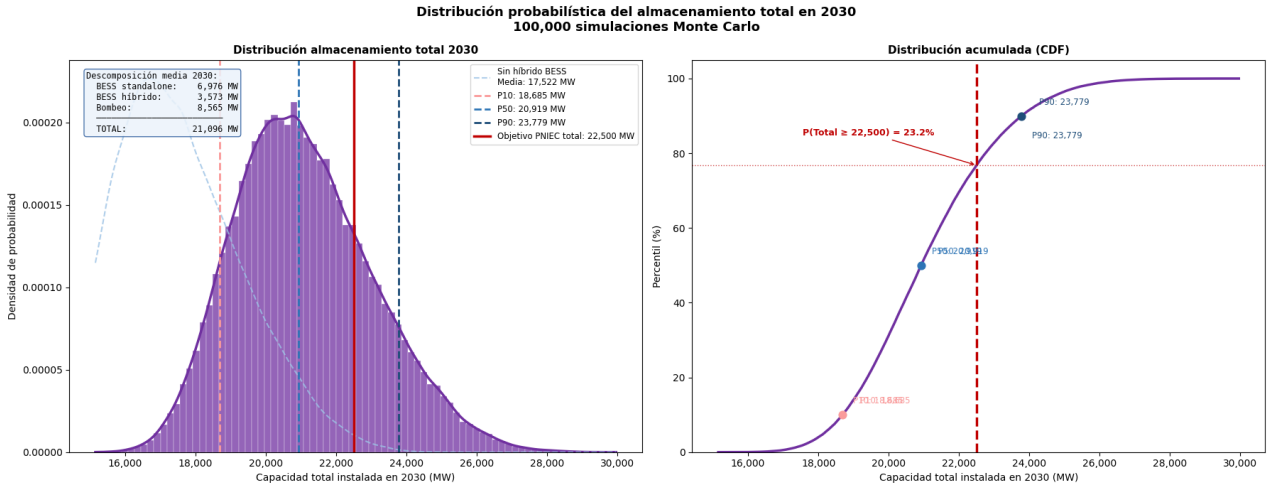


Figura 4. Distribución probabilística del almacenamiento total en 2030.

Complementando el análisis de despliegue, se evalúa la adecuación de las tecnologías de almacenamiento mediante metodología TOPSIS aplicada sobre una matriz de cuatro tecnologías (BESS standalone, BESS híbrido, bombeo reversible y termosolar con almacenamiento térmico), siete criterios técnicos, económicos y del sistema, y cuatro escenarios con distintas prioridades de política energética.

Se observa un patrón estable entre escenarios. El BESS híbrido obtiene la puntuación más alta en los cuatro casos analizados, seguido del BESS standalone. El liderazgo del híbrido se explica por su combinación de bajo CAPEX relativo, rapidez de despliegue y menor exposición a las barreras de acceso a red identificadas en el análisis previo, al reutilizar infraestructuras de evacuación existentes. El BESS standalone destaca especialmente en escenarios orientados a flexibilidad operativa y servicios de red, mientras que el bombeo reversible muestra mayor sensibilidad al escenario, dado a que es penalizado cuando se priorizan CAPEX y velocidad, pero con puntuaciones significativamente mejores cuando se pondera la robustez estructural del sistema. La termosolar ocupa la última posición en el horizonte 2030, principalmente por su elevado coste y la ausencia de pipeline relevante a corto plazo.

La robustez del ranking se confirma mediante un análisis Monte Carlo de ponderaciones, en la que el el BESS híbrido ocupa la primera posición en el 72,3% de las simulaciones, con el BESS standalone en segunda posición con la misma frecuencia. Ninguna combinación de pesos desplaza al bombeo o al CSP al liderazgo. Las tecnologías analizadas no son, por tanto, sustitutos entre sí, sino que presentan perfiles complementarios que cubren distintas funciones en el sistema eléctrico español.

Los resultados muestran que España dispone de capacidad técnica y de una cartera de proyectos suficiente para aproximarse e incluso alcanzar los objetivos de almacenamiento fijados por el PNIEC. Sin embargo, la probabilidad de lograrlo bajo las condiciones actuales es limitada. Se observa una diferencia importante entre la capacidad teórica identificada en los registros de acceso y la capacidad realmente compatible con la localización de los proyectos. Por todo ello, no alcanzar exactamente los 22,5 GW de almacenamiento fijados por el PNIEC no debería interpretarse necesariamente como un fracaso de la transición energética. Más relevante que la cifra final es la capacidad de identificar los principales cuellos de botella y desarrollar las herramientas necesarias para resolverlos. Los resultados de este trabajo muestran que esos obstáculos son hoy mejor conocidos que hace apenas unos años y que ya se han iniciado medidas para mitigarlos. La cuestión fundamental no es únicamente cuánto almacenamiento existirá en 2030, sino si el sistema eléctrico español habrá desarrollado las condiciones necesarias para mantener su crecimiento durante la década siguiente. Los avances observados permiten concluir que ese proceso ya ha comenzado, aunque todavía existen desafíos importantes para convertir el potencial identificado en capacidad operativa real.

Referencias

[1] Red Eléctrica de España, "Generación total de energía eléctrica," Sistema Eléctrico Español. [En línea]. Disponible: https://www.sistemaelectrico-ree.es/es/informe-del-sistema-electrico/generacion/generacion-de-energia-electrica/generacion-total-de-energia-electrica.

[2] L. Jiménez, "España, líder en renovables… pero ¿y en almacenamiento?," EFEverde, 2-nov-2025. [En línea]. Disponible: https://efeverde.com/espana-lider-en-renovables-pero-y-en-almacenamiento-por-luis-jimenez-norvento/.

[3] Red Eléctrica de España, "Generación total de energía eléctrica," Informe del Sistema Eléctrico Español 2023. [En línea]. Disponible: https://www.sistemaelectrico-ree.es/es/2023/informe-del-sistema-electrico/generacion/generacion-de-energia-electrica/generacion-total-de-energia-electrica.

[4] D. Page, "El mercado eléctrico registra por primera vez precios negativos en España," El Periódico de la Energía, 31-mar-2024. [En línea]. Disponible: https://elperiodicodelaenergia.com/el-mercado-electrico-registra-por-primera-vez-precios-negativos-en-espana/.

[5] "El sector fotovoltaico pide medidas para frenar las horas con precio negativo: 759 este año," El Independiente, 7-oct-2025. [En línea]. Disponible: https://www.elindependiente.com/economia/2025/10/07/el-sector-fotovoltaico-pide-medidas-para-frenar-las-horas-con-precio-negativo-759-este-ano/.

[6] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, "Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030." [En línea]. Disponible: https://www.miteco.gob.es/es/prensa/pniec.html.

[7] Red Eléctrica de España, "Almacenamiento," REE Datos. [En línea]. Disponible: https://www.ree.es/es/datos/almacenamiento.

[8] Gobierno de España, "Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica," Boletín Oficial del Estado, no. 340, 30-dic-2020. [En línea]. Disponible: https://www.boe.es/eli/es/rd/2020/12/29/1183.

ENERGY STORAGE IN SPAIN: A REVIEW OF THE TECHNOLOGY, AN ASSESSMENT OF GRID ACCESS AND THE FEASIBILITY OF THE PNIEC 2030 TARGET

SUMMARY OF THE PROJECT

The Spanish electricity system is undergoing an energy transition, achieving significant milestones in the integration of renewable energy. In 2025, these technologies accounted for more than 55% of national electricity generation, consolidating Spain's position as one of the European electricity systems with the highest penetration of renewables [1], [2].

The high share of these generation sources, particularly solar photovoltaic and wind power, increases the need for resources capable of providing flexibility and balancing the temporal differences between generation and demand, given their variable and intermittent nature and their connection to the system via electronic converters lacking rotational inertia. Furthermore, as early as 2023, 1.3 TWh of renewable energy was curtailed, whilst part of the coverage for peak demand continued to rely on combined-cycle power stations [3]. Furthermore, this increase, particularly during certain time slots, has led to growing downward pressure on wholesale market prices, resulting in the phenomenon of negative hourly prices in the Spanish electricity market, a situation that has become increasingly frequent [4], [5].

To address these challenges, energy storage has become one of the cornerstones of national energy planning. The Integrated National Energy and Climate Plan (PNIEC) 2023–2030 sets a target of achieving 22.5 GW of storage capacity by 2030 [6]. However, the capacity currently operational in Spain stands at around 8.1 GW, of which approximately 6 GW comes from pumped-storage hydroelectric power stations [7]. Considering the targets set for concentrated solar power (CSP) storage as well, meeting the PNIEC's targets will require the addition of more than 14 GW of new storage capacity over the coming years.

Spain is currently one of the most active markets for energy storage projects at an international level and has a portfolio of battery projects totaling over 25 GW with permits already granted and more than 15 GW currently under consideration. However, the existence of this portfolio does not guarantee that these projects will be realized, which

raises doubts about the feasibility of meeting the established targets and justifies the need to analyze the technical, regulatory and territorial barriers that constrain their deployment.

Against this backdrop, this paper analyses the feasibility of meeting the PNIEC 2030 targets, the barriers hindering the deployment of energy storage in Spain, and the technologies best suited to contributing to their achievement.

The paper presents the state of the art in energy storage, reviewing the main electrochemical, hydraulic and thermal technologies, as well as their technical and economic characteristics, applications and level of maturity.

Using data from Red Eléctrica de España (REE), the Ministry for Ecological Transition and the Demographic Challenge (MITECO) and other official records, the current situation of energy storage in Spain is studied and presented. The analysis quantifies the gap between the more than 40,000 MW requested and the 193 MW of operational battery capacity and characterizes grid capacity availability on a node-by-node basis, identifying node saturation, regional imbalances and the asymmetry between generation and demand access records as a central element of the structural bottleneck. The trajectory of deployment in Spain is contextualized through a comparison with leading European markets (Germany, Italy and the United Kingdom), analyzing the factors that explain their greater maturity.

In addition, an analysis of deployment scenarios up to 2030 is carried out using two complementary approaches. Firstly, based on the nodal analysis of the grid and the identified access constraints, four technical compatibility scenarios (A–D) are constructed, progressively incorporating higher levels of regulatory and access flexibility, ranging from restrictive compatibility without hybridization to dynamic unlocking with flexible access, quantifying in each case the realizable capacity of BESS, pumped storage and CSP. Secondly, a Monte Carlo simulation is applied to these scenarios to model uncertainty in project realization rates, yielding probabilistic distributions of installed capacity in 2030 and estimating the probability of meeting the PNIEC target.

Finally, a multi-criteria methodology based on TOPSIS (Technique for Order Preference by Similarity to Ideal Solution) is used to evaluate and rank storage technologies according to their suitability for four use cases within the Spanish electricity system: frequency regulation, energy arbitrage, renewable energy backup and seasonal storage. To this end, a decision matrix is constructed that incorporates technical parameters (RTE,

energy density, service life, response time, TRL), economic parameters (CAPEX, LCOS) and system parameters (operational flexibility, compatibility with the Spanish grid). The weights of the criteria are assigned directly according to the use case and are subjected to a sensitivity analysis, enabling an assessment of the robustness of the technology ranking in the face of different energy policy priorities.

The data reveals an asymmetry between capacity already in operation and the volume of projects registered with the authorities. Whilst only 193 MW appear as 'Commissioned' in the generation register, over 25 GW have already been granted permits and a further 15 GW are still pending approval. This difference is reflected in a conversion rate of 0.75%, indicating that only this fraction of the capacity with granted permits has been realized, and suggesting that achieving the battery targets set out in the PNIEC would require a very significant acceleration in the pace of deployment observed up to 2026.

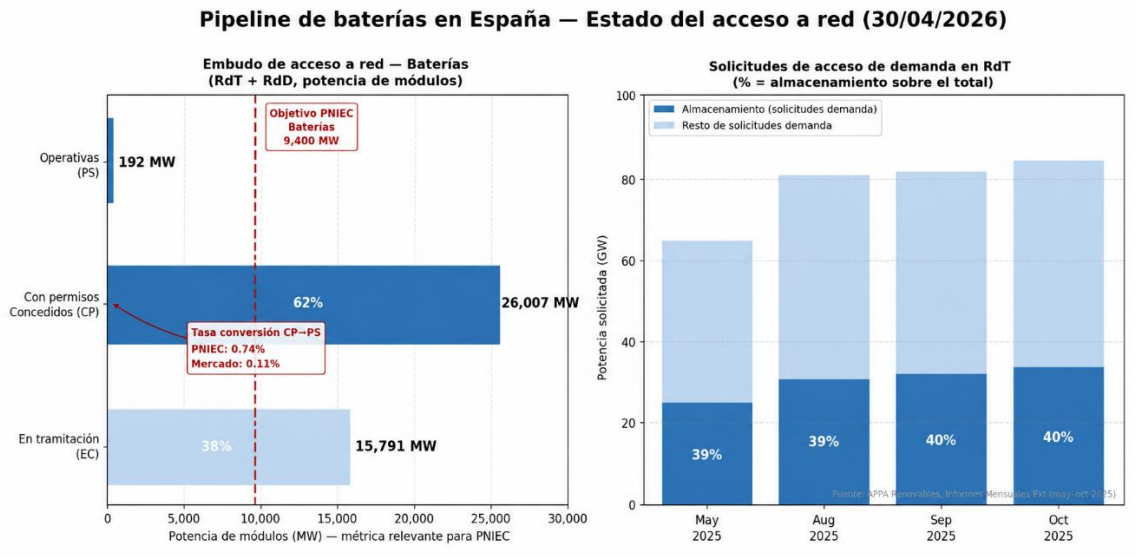


Figure 1. Structure of the electrochemical battery project portfolio in Spain: PS, CP and EC (April 2026).

A comparison with key European markets (Germany, Italy and the United Kingdom) highlights Spain's relative lag. Germany reaches peaks of close to 1.7 GW/year, the United Kingdom exceeds 900 MW/year during its period of greatest growth, and Italy temporarily exceeds 1.2 GW/year in 2025. Spain, even following the recent acceleration, remains below 200 MW/year, still in a pre-take-off phase which suggests the existence of structural barriers beyond a simple lack of projects.

Among the structural barriers identified, the regulatory framework is one of the key factors. Regulatory developments between 2020 and 2026 show that large-scale electrochemical storage in Spain developed for several years under an incomplete

framework. Although Royal Decree 1183/2020 [11] established the access procedure for batteries, the technical and economic instruments necessary for their bidirectional operation were developed progressively and with significant delays. The power cut on 28 April 2026 accelerated the publication of the CNMC's Detailed Specifications for on-demand access. However, key elements such as flexible access remain pending full implementation at the time of this analysis.



Figure 2. Timeline of the regulatory framework for energy storage in Spain (2019–2026).

Another structural barrier is connection to the transmission network nodes. The analysis reveals a clear difference between the two types of access available for storage: generation-mode access and demand-mode access. Although both types use the same physical infrastructure, their technical and regulatory implications differ, and the choice of registration has a decisive impact on a project's actual connection possibilities.

Whilst demand-side access offers 217,664 MW of available capacity across 285 nodes with spare capacity, generation-side access, under which the majority of the pipeline has historically been processed, reports 84,879 MW of available capacity, although this figure represents a theoretical aggregate maximum: it corresponds to the sum of several subcategories of access that cannot be combined, as each project can only be processed through one of them.

Table 1. Key aggregate metrics from generation and demand records as at April 2026.

METRIC	DEMAND MODE	GENERATION MODE
SATURATED NODES	652 (69,6 %)	729 (77,8 %)
NODES WITH AVAILABLE CAPACITY	285 (30,4 %)	208 (22,2 %)

TOTAL MW AVAILABLE	217.664 MW	84.879 MW
MW ALREDY IN USE	47.590 MW	19.354 MW
MW IN PROCESSING	16.091 MW	15.544 MW

A regional analysis adds a second dimension to the problem. Available capacity is not distributed evenly. Around 60% of the available capacity under the demand mode is concentrated in Andalusia, Castile and León, and Galicia, whilst regions such as Madrid and Navarre have no capacity recorded under this category. 10% of nodes with the highest availability account for 25.6% of all published capacity. Cross-referencing this information with the location of active projects reveals that 62 % of the projects analyzed under the demand-driven mode, equivalent to 61% of the requested power, are located at nodes that are already saturated.

The problem is therefore not an absolute shortage of grid capacity, but a twofold decoupling: between access modes, with the pipeline concentrated in the most restrictive category, and between the location of projects and the available technical capacity. Analysis of the saturation criteria also shows that approximately 22% of blocked nodes are so, due to dynamic operational criteria, which can potentially be revised without the need for new physical infrastructure, compared with the remaining 78% which require investment in the grid. This distinction is crucial for the deployment scenarios analyzed below, as the potential for unblocking in the short term depends largely on whether the constraints are regulatory or operational in nature, or whether they require physical investment.

Four technical compatibility scenarios are defined, incorporating progressively higher levels of access flexibility, based on the nodal analysis of the grid and the constraints identified in the REE register.

Scenario A, the most restrictive, considers only standalone storage on the transmission grid (MGES_RdT), yielding a compatible capacity of 6.7 GW, equivalent to 26% of the pipeline with permits granted.

Scenario B increases this figure to 9.3 GW (36%) by incorporating more flexible configurations within the transmission network, such as hybrid systems and electronic power modulation schemes (MPE_RdT). The increase compared with Scenario A

demonstrates that some of the constraints do not stem from a physical lack of network capacity but from the technical access model used.

Scenario C additionally incorporates the distribution network, raising the technical ceiling to 19.4 GW (75% of the pipeline). However, this result requires careful interpretation, as capacity in the distribution network is technically greater and more widely distributed geographically, but installations connected at this level operate under different regulatory and economic conditions, with more limited access to certain markets and system services. Furthermore, transmission network (RdT) and distribution network (RdD) capacity cannot be combined for the same project; therefore, the figure represents a theoretical aggregate ceiling rather than capacity that is simultaneously accessible.

Scenario D introduces a different approach, analyzing the technical cause of the bottleneck at each node, distinguishing between dynamic constraints, which can potentially be addressed without new infrastructure, and structural constraints that require physical investment. A gross dynamic potential of 9,114 MW is identified which, after applying a regional cap to avoid overestimates in regions with limited pipeline capacity, results in a compatible capacity of 13.1 GW (51% of the pipeline), compared with 26% in Scenario A.

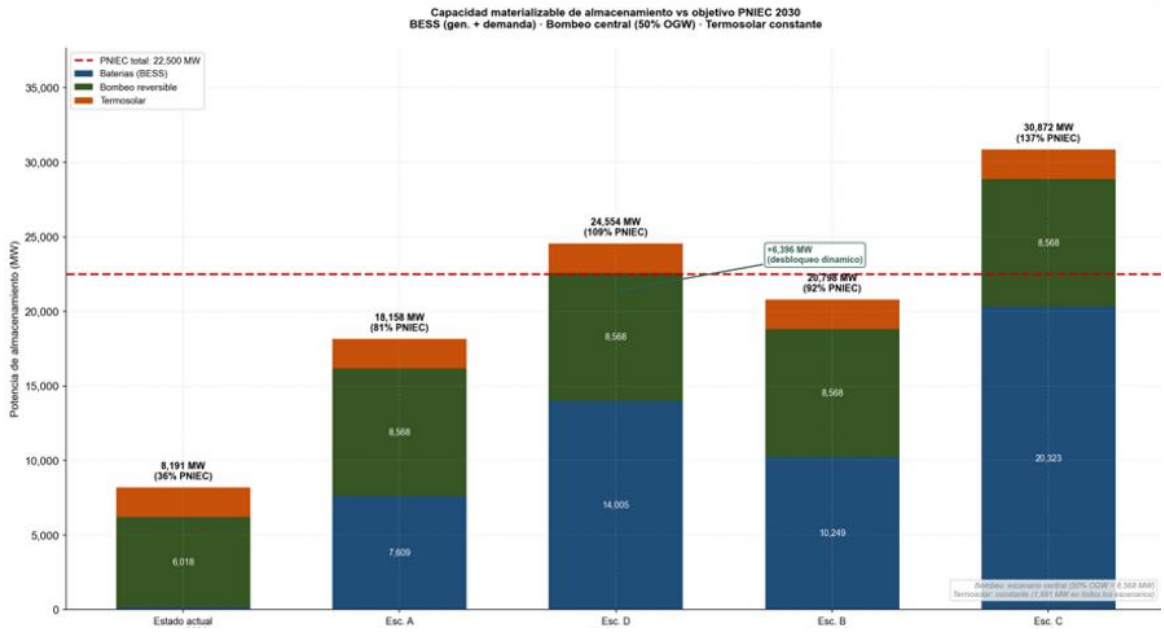


Figure 3. Technically feasible capacity under different scenarios for market access and regulatory flexibility.

Taken together, the four scenarios show that the system's main constraint does not depend solely on the aggregate physical capacity of the network, but also on the access model used, the geographical distribution of the pipeline network, and future developments in regulatory and connection criteria.

A Monte Carlo simulation is applied to the realizable capacity scenarios defined above to model the uncertainty in project realization rates and obtain a probabilistic estimate of the capacity installed by 2030. Running over 100,000 iterations, it generates a probabilistic distribution of installed capacity in 2030 for each technology and for the system's aggregate storage. The central value of the distribution (P50) stands at approximately 20,919 MW, with a mean of 21,096 MW, both of which are below the PNIEC target of 22,500 MW. The probability of achieving this target is 23.2%, indicating that, under current deployment conditions, Spain has a limited chance of meeting it by 2030.

A breakdown by technology shows that standalone BESS contributes an average of 6,976 MW, hybrid BESS 3,573 MW and reversible pumped storage 8,565 MW. Meeting the overall target therefore requires simultaneously favorable scenarios across several technologies: the pace of implementation of the BESS pipeline, the effective deployment of reversible pumped storage projects and developments in the regulatory framework for access.

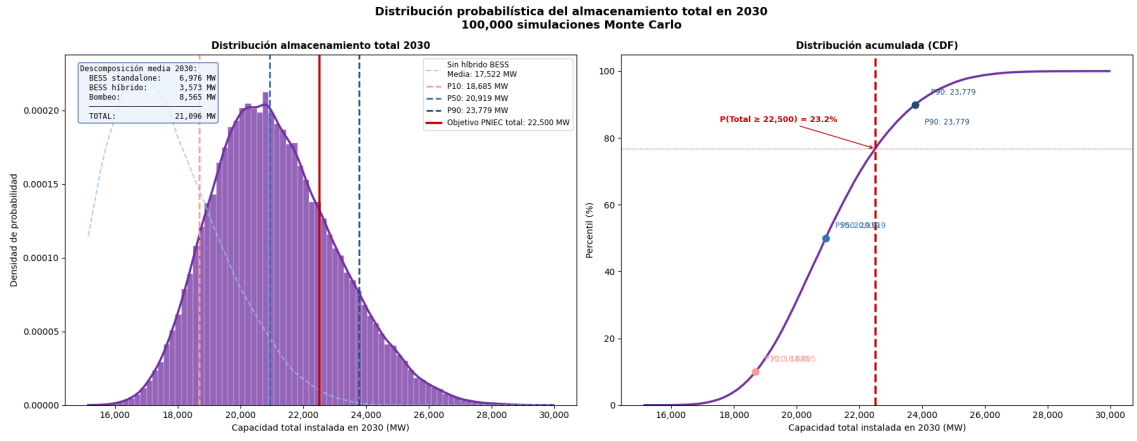


Figure 4. Probabilistic distribution of total storage capacity in 2030.

To complement the deployment analysis, the suitability of storage technologies is assessed using the TOPSIS methodology applied to a matrix comprising four technologies (standalone BESS, hybrid BESS, reversible pumped storage and solar thermal with thermal storage), seven technical, economic and system-related criteria, and four scenarios with different energy policy priorities.

The results show a consistent pattern across the scenarios. Hybrid BESS achieves the highest score in all four cases analyzed, followed by standalone BESS. The hybrid's leading position is explained by its combination of relatively low CAPEX, rapid deployment and lower exposure to the grid access barriers identified in the previous analysis, as it reuses existing transmission infrastructure. The standalone BESS performs particularly well in scenarios focused on operational flexibility and grid services, whilst reversible pumped storage shows greater sensitivity to the scenario, as it is penalized when CAPEX and speed are prioritized, but achieves significantly better scores when the structural robustness of the system is weighted. Concentrated solar power ranks last in the 2030 outlook, mainly due to its high cost and the lack of a significant short-term pipeline.

The robustness of the ranking is confirmed by a weighted Monte Carlo analysis, in which the hybrid BESS occupies first place in 72.3% of the simulations, with the standalone BESS in second place with the same frequency. No combination of weights displaces pumped storage or CSP from the leading position. The technologies analyzed are therefore not substitutes for one another but rather have complementary profiles that fulfil different functions within the Spanish electricity system.

The results show that Spain has sufficient technical capacity and a project pipeline to come close to, and even achieve, the storage targets set by the PNIEC. However, the probability of achieving this under current conditions is limited. There is a significant discrepancy between the theoretical capacity identified in the access registers and the capacity that is compatible with the projects' locations. For all these reasons, failing to reach exactly the 22.5 GW of storage set by the PNIEC should not necessarily be interpreted as a failure of the energy transition. More important than the final figure is the ability to identify the main bottlenecks and develop the necessary tools to resolve them. The results of this study show that these obstacles are better understood today than they were just a few years ago, and that measures to mitigate them have already been initiated. The fundamental question is not merely how much storage will exist by 2030, but whether the Spanish electricity system will have created the necessary conditions to sustain its growth over the following decade. The progress observed suggests that this process has already begun, although significant challenges remain in converting the identified potential into actual operational capacity.

References

[1] Red Eléctrica de España, "Generación total de energía eléctrica," Sistema Eléctrico Español. [En línea]. Disponible: https://www.sistemaelectrico-ree.es/es/informe-del-sistema-electrico/generacion/generacion-de-energia-electrica/generacion-total-de-energia-electrica.

[2] L. Jiménez, "España, líder en renovables… pero ¿y en almacenamiento?," EFEverde, 2-nov-2025. [En línea]. Disponible: https://efeverde.com/espana-lider-en-renovables-pero-y-en-almacenamiento-por-luis-jimenez-norvento/.

[3] Red Eléctrica de España, "Generación total de energía eléctrica," Informe del Sistema Eléctrico Español 2023. [En línea]. Disponible: https://www.sistemaelectrico-ree.es/es/2023/informe-del-sistema-electrico/generacion/generacion-de-energia-electrica/generacion-total-de-energia-electrica.

[4] D. Page, "El mercado eléctrico registra por primera vez precios negativos en España," El Periódico de la Energía, 31-mar-2024. [En línea]. Disponible: https://elperiodicodelaenergia.com/el-mercado-electrico-registra-por-primera-vez-precios-negativos-en-espana/.

[5] "El sector fotovoltaico pide medidas para frenar las horas con precio negativo: 759 este año," El Independiente, 7-oct-2025. [En línea]. Disponible: https://www.elindependiente.com/economia/2025/10/07/el-sector-fotovoltaico-pide-medidas-para-frenar-las-horas-con-precio-negativo-759-este-ano/.

[6] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, "Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030." [En línea]. Disponible: https://www.miteco.gob.es/es/prensa/pniec.html.

[7] Red Eléctrica de España, "Almacenamiento," REE Datos. [En línea]. Disponible: https://www.ree.es/es/datos/almacenamiento.

[8] Gobierno de España, "Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica," Boletín Oficial del Estado, no. 340, 30-dic-2020. [En línea]. Disponible: https://www.boe.es/eli/es/rd/2020/12/29/1183.

ÍNDICE

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN Y CONTEXTO ESTRATÉGICO 1

1.1. Transición energética y penetración renovable 1
1.2. El almacenamiento energético como recurso de flexibilidad del sistema 2
1.3. Motivación y objetivos del trabajo. 3
1.4. Contribución a los objetivos de desarrollo sostenible (ODS) 4
1.5. Estructura del trabajo 4

CAPÍTULO 2. ESTADO DEL ARTE DE LAS TECNOLOGÍAS DE ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO (ESS) 6

2.1. Clasificación de las tecnologías de ESS 6
2.1.1. Clasificación según el principio fisicoquímico de almacenamiento 6
2.1.2. Clasificación según el nivel de madurez tecnológica (TRL) 8
2.1.3. Clasificación según la ubicación y arquitectura de conexión 9
2.1.4. Clasificación según la duración del almacenamiento 11
2.1.5. Clasificación según el tiempo de respuesta 12
2.2. Tecnologías relevantes para el sistema eléctrico español 13
2.2.1. Sistemas BESS acoplados a generación renovable y sistemas independientes 13
2.2.2. Bombeo hidráulico (PHS) 24
2.2.3. Sistemas termosolares y almacenamiento térmico (TES) 32
2.2.4. Baterías de flujo 36
2.2.5. Hidrógeno y almacenamiento químico 39
2.2.6. Tecnologías emergentes 43
2.3. Parámetros técnico-operativos de comparación ESS 50
2.3.1. Eficiencia de ciclo completo (RTE) 50
2.3.2. Densidad energética y de potencia 52
2.3.3. Vida útil y degradación 55
2.3.4. Tiempo de respuesta y flexibilidad operativa 57
2.3.5. Madurez tecnológica (TRL) 58
2.4. Parámetros económicos 58
2.4.1. CAPEX y OPEX 59
2.4.2. Coste nivelado del almacenamiento (LCOS) 60

CAPÍTULO 3. MARCO METODOLÓGICO Y HERRAMIENTAS DE ANÁLISIS 63

3.1. Planteamiento metodológico inicial 63
3.2. Aplicaciones de IA en almacenamiento energético 64
3.3. Limitaciones del enfoque predictivo en el caso español 66
3.4. Enfoque metodológico adoptado 68

CAPÍTULO 4. DIAGNÓSTICO DEL DESPLIEGUE DEL ALMACENAMIENTO EN ESPAÑA 70

4.1. Estado actual de la cartera de proyectos de almacenamiento en España 70
4.1.1. Definición del almacenamiento y fuentes de datos 70
4.1.2. Estado actual del almacenamiento frente al PNIEC 72
4.1.3. Estado de la cartera de proyectos de baterías 75
4.2. Conversión de proyectos y contexto europeo 78
4.2.1. Evolución del almacenamiento electroquímico conectado a red en Europa 79
4.2.2. Comparativa de tasas de conversión y madurez de mercado 83
4.3. Barreras estructurales y acceso red (2020 – 2026) 86
4.3.1. Evolución del marco regulatorio del almacenamiento (2020–2026) 86
4.4. Caracterización tecnológica y funcional de la cartera de proyectos 90
4.4.1. Diferencias entre acceso en generación y en demanda 91
4.4.2. Saturación de nudos y desajuste geográfico 94

4.4.3. Criterios limitantes y potencial de desbloqueo 98

CAPÍTULO 5. ANÁLISIS DE ESCENARIOS DE DESPLIEGUE 2026–2030 MEDIANTE SIMULACIÓN MONTE CARLO 102

5.1. ESCENARIOS DE INTEGRACIÓN DE ALMACENAMIENTO 102
5.1.1. Escenario A — Compatibilidad restrictiva sin hibridación 103
5.1.2. Escenario B — Generación ampliada (MGES + MPE) 104
5.1.3. Escenario C — Capacidad técnica agregada y red de distribución 105
5.1.4. Escenario D — Desbloqueo dinámico y acceso flexible 106
5.1.5. Vía demanda — Compatibilidad nudo a nudo y complementariedad estructural 108
5.2. ESCENARIOS INTEGRADOS Y CAPACIDAD MATERIALIZABLE TOTAL 110
5.2.1. Bombeo reversible — Escenarios de materialización 111
5.2.2. Termosolar — Contribución estable y potencial de crecimiento limitado 112
5.2.3. Escenarios integrados y comparación con el PNIEC 112
5.3. MODELIZACIÓN PROBABILÍSTICA DEL DESPLIEGUE 113
5.3.1. Variables de incertidumbre modeladas 114
5.3.2. Hipótesis y limitaciones metodológicas 116
5.4. RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN DE MONTE CARLO 117
5.4.1. Distribución probabilística BESS 2030 117
5.4.2. Distribución probabilística del almacenamiento total 118
5.4.3. Probabilidad de cumplimiento del PNIEC 119

CAPÍTULO 6. EVALUACIÓN MULTICRITERIO DE TECNOLÓGICO DE ALMACENAMIENTO PARA EL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL 121

6.1. MARCO DE EVALUACIÓN MULTICRITERIO 121
6.1.1. Tecnologías analizadas y casos de uso 122
6.1.2. Definición de criterios técnicos, económicos y sistémicos 124
6.1.3. Ponderación multicriterio y construcción de escenarios 125
6.1.4. Aplicación del método TOPSIS y análisis de robustez 126
6.2. RESULTADOS DEL ANÁLISIS MULTICRITERIO 127
6.2.1. Ranking tecnológico por escenarios estratégicos 127
6.2.2. Robustez y sensibilidad de los resultados 128
6.2.3. Complementariedad tecnológica y lógica de mix 130
6.3. IMPLICACIONES PARA EL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL 132
6.3.1. Tecnologías prioritarias según su función en el sistema 132
6.3.2. Limitaciones del análisis y líneas futuras 133

CAPÍTULO 7. DISCUSIÓN Y LIMITACIONES 135

7.1. IMPLICACIONES REGULATORIAS Y DE PLANIFICACIÓN 135
7.1.1. Problema actual de implementación 135
7.1.2. El acceso a la red 135
7.1.3. Hibridación y acceso flexible 136
7.1.4. Recomendaciones para el desbloqueo del almacenamiento en España 137
7.2. ALMACENAMIENTO Y RESILIENCIA DEL SISTEMA ELÉCTRICO 138
7.3. APORTACIONES ORIGINALES DEL ESTUDIO 139
7.4. LIMITACIONES DEL ESTUDIO 139

CAPÍTULO 8. CONCLUSIONES 141

BIBLIOGRAFÍA 143

ANEXO 1. PARÁMETROS Y RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN MONTE CARLO 155

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1. Potencia instalada de almacenamiento energético en Europa por tecnología y estado..... 7

Ilustración 2. Clasificación según la madurez tecnológica (TRL). 9

Ilustración 3. Esquema conceptual de sistemas de almacenamiento Front-of-the-Meter (FTM) y Behind-the-Meter (BTM) según su ubicación respecto al punto de conexión eléctrica..... 10

Ilustración 4. Arquitectura y funcionamiento de un sistema BESS. 16

Ilustración 5. Comparativa entre sistemas BESS híbridos y standalone. 21

Ilustración 6. Esquema conceptual de una central de bombeo puro (ciclo cerrado). 25

Ilustración 7. Esquema conceptual de una central de bombeo mixto (ciclo abierto). 26

Ilustración 8. Balance de los saldos de turbinación-bombeo en España durante los años 2020-2025 [7]..... 28

Ilustración 9. Centrales de bombeo operativas en España y su potencia de turbinación. 30

Ilustración 10. Esquema de funcionamiento de una batería de flujo redox de vanadio. 37

Ilustración 11. Esquema básico de la tecnología CAES: componentes principales (izquierda) y ciclo de operación en modos carga y descarga (derecha). 44

Ilustración 12. Comparativa de eficiencia de ciclo completo (Round-Trip Efficiency, RTE) entre tecnologías ESS. 52

Ilustración 13. Diagrama de Ragone comparativo para tecnologías de almacenamiento energético (ESS). 54

Ilustración 14. Vida calendario típica aproximada por tecnología de almacenamiento energético. 57

Ilustración 15. División temporal del dataset utilizada para entrenamiento, validación y test de los modelos de Machine Learning aplicados al despliegue de baterías en España (2021–2026). 66

Ilustración 16. Limitaciones de generalización del modelo XGBoost ante cambios estructurales en el despliegue de baterías a gran escala. 68

Ilustración 17. Capacidad de almacenamiento en España bajo definición REE/ESIOS y definición amplia adoptada del PNIEC (mayo 2026). 71

Ilustración 18. Evolución histórica del almacenamiento en España según REE/ESIOS: bombeo hidráulico y baterías electroquímicas. 72

Ilustración 19. Capacidad instalada actual y brecha respecto al objetivo PNIEC 2030 por tecnología de almacenamiento. 74

Ilustración 20. Evolución histórica del almacenamiento energético en España y trayectoria necesaria hacia el objetivo PNIEC 2030. 75

Ilustración 21. Estructura de la cartera de proyectos de baterías electroquímicas en España: PS, CP y EC (abril 2026). 76

Ilustración 22. Comparación entre capacidad operativa y cartera administrativa de proyectos de almacenamiento en España. 78

Ilustración 23. Adiciones anuales de capacidad BESS en España, Alemania, Reino Unido e Italia (rolling 12 months). 80

Ilustración 24. Comparación del crecimiento acumulado del almacenamiento electroquímico conectado a red en Alemania, Reino Unido e Italia, alineado desde el inicio de su fase de crecimiento acelerado. 82

Ilustración 25. Proyecciones contrafactuales de despliegue BESS en España (2026–2030) utilizando referencias europeas. 85

Ilustración 26. Línea temporal del marco regulatorio del almacenamiento energético en España (2019–2026). 90

Ilustración 27. Ventanillas de acceso a la red: comparación entre modo demanda y modo generación en la red de transporte española. 93

Ilustración 28. El desajuste geográfico del almacenamiento en España. Comparativa entre MW instalados, solicitudes activas y capacidad disponible por CCAA. 95

Ilustración 29. Concentración espacial de la capacidad disponible para almacenamiento. Curva de Lorenz y distribución territorial por CCAA. 96

Ilustración 30. Distribución territorial entre solicitudes activas y capacidad disponible por CCAA. 97

Ilustración 31. Principales criterios técnicos asociados a la saturación de nudos en modo generación. Distribución de nudos saturados según criterio limitante. 98

Ilustración 32. Principales criterios técnicos asociados a la saturación de nudos en modo demanda. Distribución de nudos saturados según criterio limitante. 99

Ilustración 33. Capacidad BESS técnicamente materializable bajo distintos escenarios de acceso y flexibilización regulatoria. 107

Ilustración 34. Capacidad técnicamente materializable — generación y vía demanda..... 110

Ilustración 35. Capacidad materializable de almacenamiento por tecnología y escenario vs. objetivo PNIEC 2030. 111

Ilustración 36. Distribución probabilística del despliegue BESS en 2030. 118

Ilustración 37. Distribución probabilística del almacenamiento total en 2030. 119

Ilustración 38. Probabilidad de superar distintos niveles de almacenamiento total en 2030.... 120

Ilustración 39. Ponderaciones estratégicas utilizadas en el análisis TOPSIS. 126

Ilustración 40. Resultados TOPSIS y robustez comparada entre escenarios. 127

Ilustración 41. Probabilidad de ocupación de rankings tecnológicos bajo incertidumbre..... 128

Ilustración 42. Distribución probabilística de scores TOPSIS bajo variación de ponderaciones. 129

Ilustración 43. Stress test económico — comparación relativa entre CAPEX y LCOS. 130

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Tabla comparativa entre diferentes tecnologías electroquímicas. 18

Tabla 2. Desarrollo de la capacidad instalada de baterñias en España. 22

Tabla 3. Datos de las potencias de turbinación y bombeo en España durante los años 2020-2025. Datos en MWh..... 28

Tabla 4. Principales instalaciones operativas de bombeo hidráulico en España..... 30

Tabla 5. Balance del hidrógeno en España (estimación 2024-2025). 41

Tabla 6. Estado del almacenamiento energético en España frente al objetivo PNIEC 2030. 73

Tabla 7. Estado de la cartera de proyectos de baterías electroquímicas en España (abril 2026). 76

Tabla 8. Resumen de las principales métricas estructurales obtenidas en la comparación BESS a gran escala de Alemania, Reino Unido, Italia y España. 84

Tabla 9. Principales métricas agregadas de los registros de generación y demanda a abril de 2026..... 92

Tabla 10. Principales indicadores territoriales de capacidad disponible y saturación en ambos registros de acceso. 94

Tabla 11. Cruce entre solicitudes activas y capacidad disponible en nudos. 96

Tabla 12. Principales criterios técnicos asociados a la saturación de nudos en modo generación..... 99

Tabla 13. Principales criterios técnicos asociados a la saturación de nudos en modo demanda. 100

Tabla 14. Resumen comparativo de los escenarios técnicos de compatibilidad BESS en generación..... 108

Tabla 15. Escenarios de materialización del bombeo reversible a 2030 a partir de la cartera de proyectos identificada (OGW + REE)..... 112

Tabla 16. Capacidad total de almacenamiento materializable en 2030 por escenario integrado y grado de cumplimiento del PNIEC. 113

Tabla 17. Variables de incertidumbre y parametrización utilizadas en la simulación Monte Carlo del despliegue de almacenamiento (NB06). 114

Tabla 18. Inventario de proyectos híbridos BESS utilizados para calibrar el pipeline híbrido del NB06..... 116

Tabla 19. Distribución probabilística del despliegue BESS en 2030. 117

Tabla 20. Distribución probabilística del almacenamiento total en España en 2030. 118

Tabla 21. Probabilidad de superar distintos niveles de almacenamiento en 2030. 119

Tabla 22. Tecnologías analizadas para el análisis multicriterio. 123

Tabla 23. Tecnologías más adecuadas según el caso de uso para el análisis multicriterio.... 123

Tabla 24. Definición de criterios técnicos, económicos y sistémicos para el análisis multicriterio. 124

Tabla 25. Definición de escenarios frente a objetivos y criterios para el análisis multicriterio.. 125

Tabla 26. Priorización de tecnologías de almacenamiento según su función para el sistema. 132

Capítulo 1. Introducción y contexto estratégico

1.1. Transición energética y penetración renovable

El sistema eléctrico español se encuentra en un proceso de transformación energética, alcanzando hitos significativos en la integración de energías renovables. En 2025, estas tecnologías representaron más del 55 % de la generación eléctrica nacional, consolidando a España como uno de los sistemas eléctricos europeos con mayor penetración renovable [1], [2]. Este avance constituye un elemento clave para la descarbonización del sector eléctrico, pero también introduce nuevos desafíos para la operación y gestión del sistema. La elevada participación de fuentes renovables variables, especialmente solar fotovoltaica y eólica, incrementa la necesidad de recursos capaces de aportar flexibilidad y equilibrar las diferencias temporales entre generación y demanda.

Las consecuencias de este fenómeno comienzan a ser visibles en el funcionamiento del mercado eléctrico y de la propia red. En 2023 se registraron aproximadamente 1,3 TWh de energía renovable no aprovechada, mientras que parte de la cobertura de los picos de demanda continuó dependiendo de centrales de ciclo combinado [3]. Asimismo, el aumento de la generación renovable durante determinadas franjas horarias ha provocado una creciente presión a la baja sobre los precios del mercado mayorista. Como resultado, en abril de 2024 se registraron por primera vez precios horarios negativos en el mercado eléctrico español, una situación que posteriormente se ha vuelto cada vez más frecuente, acumulándose más de 1.100 horas con precios nulos o negativos durante 2024 [4], [5]. Es importante destacar que la mayoría de estos precios negativos se producen durante el valle solar, lo que impacta negativamente a la energía fotovoltaica. Este fenómeno reduce el coeficiente de mercado solar *(PV market factor).* Esto puede llevar a que, en períodos prolongados, el precio de la energía generada por las plantas solares sea negativo, lo que las hace económicamente inviables.

Para dar respuesta a estos desafíos, el almacenamiento energético se ha convertido en uno de los pilares de la planificación energética nacional. El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2023-2030 establece el objetivo de alcanzar 22,5 GW de capacidad de almacenamiento para el año 2030 [6]. Sin embargo, la capacidad actualmente operativa en España se sitúa en torno a los 8,1 GW, de los cuales aproximadamente 6 GW corresponden a centrales de bombeo hidráulico [7]. Considerando además los objetivos previstos para el almacenamiento termosolar, el cumplimiento de las metas del PNIEC requerirá la incorporación de más de 14 GW de nueva capacidad de almacenamiento durante los próximos años.

A pesar de la magnitud de este reto, las perspectivas de desarrollo son favorables. España se sitúa entre los mercados con mayor actividad en proyectos de almacenamiento energético a nivel internacional y cuenta con una cartera de proyectos de baterías que supera los 16 GW previstos para 2030 [8]. No obstante, la existencia de una amplia cartera de proyectos no garantiza su materialización, lo que plantea dudas sobre la viabilidad de alcanzar los objetivos establecidos y justifica la necesidad de analizar las barreras técnicas, regulatorias y territoriales que condicionan su despliegue.

1.2. El almacenamiento energético como recurso de flexibilidad del sistema

El almacenamiento energético desempeña múltiples funciones dentro del sistema eléctrico, que abarcan desde el desplazamiento temporal de energía (energy shifting) hasta la prestación de servicios auxiliares como regulación de frecuencia, control de tensión, reservas operativas o apoyo a la integración de energías renovables. Su capacidad para absorber energía durante periodos de excedente y liberarla cuando resulta necesaria, lo convierte en un recurso fundamental para incrementar la flexibilidad y la resiliencia del sistema eléctrico.

Adicionalmente, el crecimiento de generación basada en convertidores electrónicos reduce la contribución de las máquinas síncronas convencionales a la estabilidad de la red. De esta forma, ciertas tecnologías de almacenamiento pueden proporcionar servicios de respuesta rápida e incluso contribuir a la regulación dinámica de frecuencia mediante estrategias de control, reforzando la seguridad de suministro y la estabilidad operativa del sistema [9].

No obstante, las distintas tecnologías de almacenamiento presentan características muy diferentes en términos de potencia, duración de descarga, eficiencia, costes, vida útil, madurez tecnológica y requisitos territoriales. Mientras que algunas soluciones destacan por su elevada velocidad de respuesta, otras resultan más adecuadas para aplicaciones de larga duración o almacenamiento estacional [10]. Como consecuencia, la selección de una tecnología óptima depende de los servicios que se pretenden prestar y de las necesidades específicas del sistema eléctrico considerado.

Esta diversidad tecnológica plantea la necesidad de desarrollar metodologías de evaluación que permitan comparar de forma objetiva distintas alternativas y determinar cuáles ofrecen una mejor adecuación técnica, económica y estratégica para el contexto español.

1.3. Motivación y objetivos del trabajo.

La principal motivación de este trabajo surge de la necesidad de determinar si los objetivos de almacenamiento establecidos por el PNIEC son alcanzables bajo las condiciones actuales del sistema eléctrico español y qué tecnologías presentan una mayor adecuación para contribuir a su cumplimiento. Aunque España dispone de una amplia cartera de proyectos de almacenamiento, su materialización está condicionada por factores técnicos, económicos, regulatorios y territoriales que introducen un elevado grado de incertidumbre.

Con el fin de dar respuesta a esta cuestión, el presente trabajo tiene como objetivo general evaluar la viabilidad técnica, territorial y estratégica del despliegue del almacenamiento energético en España hasta 2030. Para ello, se plantean los siguientes objetivos específicos:

- **O1. Analizar el estado actual del almacenamiento energético en España,** identificando el grado de despliegue de las principales tecnologías, su nivel de madurez, su papel dentro del sistema eléctrico y las barreras técnicas, territoriales y regulatorias que condicionan su desarrollo.

- **O2. Comparar el desempeño técnico y económico de las principales tecnologías de almacenamiento** mediante indicadores como CAPEX, OPEX, LCOS, eficiencia, vida útil y tiempo de respuesta.

- **O3. Evaluar la capacidad real de integración de almacenamiento en la red eléctrica española**, mediante el análisis de los registros públicos de acceso y conexión de REE, identificando restricciones de red, desequilibrios territoriales entre la ubicación de los proyectos y la disponibilidad de capacidad de acceso y diferencias entre las distintas vías de acceso en generación y demanda.

- **O4. Construir escenarios técnicos y probabilísticos de despliegue de almacenamiento a 2030**, combinando análisis de compatibilidad de red y simulación Monte Carlo para estimar la probabilidad de materialización de la cartera de proyectos nacional bajo distintos supuestos regulatorios y tecnológicos.

- **O5. Aplicar un marco de análisis multicriterio para evaluar y jerarquizar distintas tecnologías de almacenamiento** según criterios económicos, técnicos, territoriales y sistémicos, identificando aquellas que presentan una mayor adecuación a las necesidades del sistema eléctrico español.

1.4.Contribución a los objetivos de desarrollo sostenible (ODS)

El presente trabajo contribuye principalmente a los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) 7, 9 y 13 de la Agenda 2030 de las Naciones Unidas [11].

- **ODS 7: Energía Asequible y no Contaminante:** La contribución del presente trabajo se alinea con la meta 7.2: "De aquí a 2030, aumentar considerablemente la proporción de energía renovable en el conjunto de fuentes energéticas" [12]. El propósito principal es potenciar la integración a gran escala de las fuentes de energía renovables variables, como la energía solar y la eólica, en el sistema eléctrico. Esta optimización minimiza las pérdidas de energía limpia (reducción de vertidos) y la dependencia de centrales de combustibles fósiles utilizadas tradicionalmente para la gestión de picos de demanda y el mantenimiento de la estabilidad del sistema.

- **ODS 13: Acción por el Clima:** Como consecuencia directa del ODS 7, al maximizar el uso de energía renovable y desplazar la generación con combustibles fósiles, el proyecto actúa como una herramienta de mitigación del cambio climático, ayudando a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero del sector eléctrico.

- **ODS 9: Industria, Innovación e Infraestructura:** El proyecto se alinea con la meta 9.1 y, especialmente, con la meta 9.4, orientadas a desarrollar infraestructuras resilientes y modernizar los sistemas industriales para hacerlos más sostenibles y eficientes [13]. El análisis realizado pone el foco en las limitaciones estructurales de la red eléctrica española, la necesidad de flexibilizar los mecanismos de acceso y el papel del almacenamiento energético como infraestructura crítica para la estabilidad y resiliencia del sistema.

1.5. Estructura del trabajo

El presente trabajo se estructura en ocho capítulos que combinan la revisión tecnológica, el análisis de datos reales del sistema eléctrico español y la evaluación cuantitativa de escenarios de despliegue.

Tras esta introducción, el capítulo 2 presenta el estado del arte del almacenamiento energético, revisando las principales tecnologías electroquímicas, hidráulicas y térmicas, así como sus características técnicas, aplicaciones y grado de madurez. El capítulo 3 amplía el análisis

mediante una perspectiva internacional, comparando el despliegue del almacenamiento en España con el de otros mercados europeos y analizando las tendencias regulatorias y de mercado más relevantes.

El capítulo 4 analiza la situación actual del almacenamiento energético en España a partir de datos de Red Eléctrica de España (REE), el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) y otros registros oficiales. En este capítulo se estudian la cartera de proyectos (*pipeline*), las limitaciones de acceso y conexión, la saturación de nudos, el desajuste territorial entre la localización de los proyectos y la capacidad disponible de la red, así como las implicaciones regulatorias derivadas del marco actual de acceso.

A partir de este diagnóstico, el capítulo 5 desarrolla un análisis de escenarios de despliegue hasta 2030 mediante dos enfoques: un análisis de compatibilidad técnica entre el pipeline de proyectos y la capacidad de la red, y una simulación Monte Carlo para estimar las probabilidades de materialización bajo distintos supuestos regulatorios y de mercado.

El capítulo 6 aplica una metodología multicriterio basada en TOPSIS (*Technique for Order Preference by Similarity to Ideal Solution*), complementada con un análisis de sensibilidad mediante distintos escenarios y simulación Monte Carlo sobre los pesos de los criterios. TOPSIS permite clasificar las distintas tecnologías según su proximidad a una solución ideal y su distancia respecto a la solución menos favorable, mientras que la simulación de diversas combinaciones posibles de pesos permite evaluar la estabilidad de dicha clasificación ante distintas prioridades de política energética. De este modo, se evalúa la robustez de las diferentes alternativas de almacenamiento bajo una perspectiva técnica, económica y estratégica.

El capítulo 7 presenta la discusión de los resultados obtenidos, analizando sus implicaciones para el desarrollo del almacenamiento energético en España y las principales limitaciones asociadas a los datos, hipótesis y metodologías empleadas.

Finalmente, el capítulo 8 recoge las conclusiones del trabajo, sintetiza las principales aportaciones del estudio y plantea posibles líneas futuras de investigación.

Capítulo 2. Estado del arte de las tecnologías de almacenamiento energético (ESS)

2.1. Clasificación de las tecnologías de ESS

El desarrollo de una clasificación para los sistemas de almacenamiento energético es fundamental, dado que no existe un criterio único capaz de describir la complejidad técnica, económica y operativa de estas tecnologías. La utilidad de un sistema de almacenamiento no solo depende de su capacidad de alojar energía, sino de su ubicación en la red, su velocidad de reacción y su grado de desarrollo comercial. A continuación, se analizan las ventajas y limitaciones de los principales criterios de clasificación empleados en el sector.

2.1.1. Clasificación según el principio fisicoquímico de almacenamiento

Uno de los criterios más extendidos para clasificar los sistemas de almacenamiento energético consiste en agrupar las tecnologías según el principio físico o químico mediante el cual se almacena la energía. Esta clasificación permite identificar las principales diferencias funcionales entre tecnologías, así como sus limitaciones en términos de eficiencia, escalabilidad, densidad energética o velocidad de respuesta [9], [14], [15].

De forma general, los ESS pueden dividirse en sistemas mecánicos, electroquímicos, químicos, eléctricos y térmicos, en función de la naturaleza de la conversión energética empleada.

- **Mecánicos:** almacenan energía en forma potencial (posicional) o cinética (movimiento). Incluyen el bombeo hidráulico (PHS), aire comprimido (CAES), aire líquido (LAES), volantes de inercia y almacenamiento gravitacional. Estas tecnologías suelen caracterizarse por elevadas capacidades energéticas y larga vida útil, aunque frecuentemente presentan restricciones geográficas y elevados costes de infraestructura.

- **Electroquímicos:** utilizan reacciones químicas reversibles (redox) para almacenar carga. Incluyen baterías convencionales (Li-ion, plomo-ácido) y baterías de flujo. Actualmente constituyen una de las soluciones con mayor crecimiento debido a su modularidad, rapidez de respuesta y facilidad de integración con energías renovables [16].

- **Químicos:** transforman la electricidad en un vector energético o combustible. El exponente principal es el hidrógeno verde mediante electrólisis (P2G). Este tipo de

almacenamiento resulta especialmente relevante para aplicaciones de larga duración o almacenamiento estacional, aunque presenta limitaciones importantes asociadas a su eficiencia global [17].

- **Eléctricos/Magnéticos:** almacenan energía directamente en campos eléctricos o magnéticos. Destacan los supercondensadores y las bobinas superconductoras (SMES). Destacan por su capacidad de respuesta ultrarrápida y elevada densidad de potencia, aunque generalmente poseen baja capacidad energética.
- **Térmicos:** almacenan energía aumentando o disminuyendo la temperatura de un medio, mediante cambios de fase o reacciones termoquímicas. Incluyen sistemas de calor sensible, calor latente y almacenamiento termoquímico, siendo especialmente relevantes en plantas termosolares de concentración y aplicaciones industriales [18].

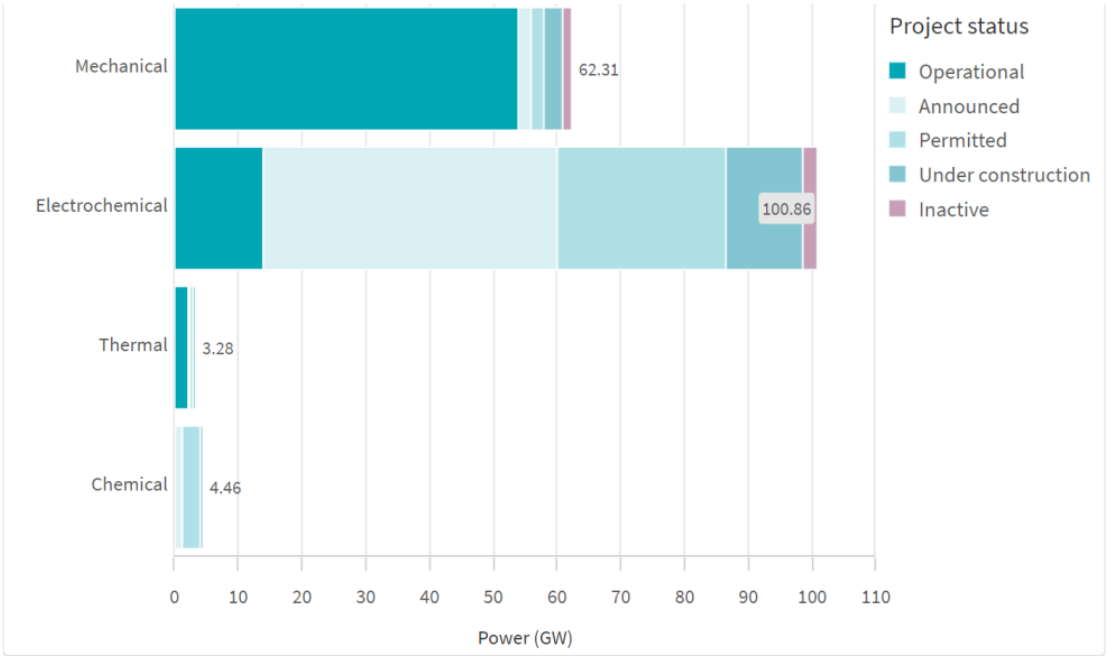


Ilustración 1. Potencia instalada de almacenamiento energético en Europa por tecnología y estado. Fuente: European Commission, Overview of Energy Storage Deployment in Europe, 2025 [19].

Aunque esta clasificación resulta ampliamente utilizada, presenta ciertas limitaciones cuando se analiza el papel estratégico de los ESS dentro del sistema eléctrico. Tecnologías pertenecientes a una misma categoría pueden presentar comportamientos operativos radicalmente distintos en términos de autonomía, escalabilidad, flexibilidad o servicios de red. Por ello, resulta necesario complementar esta clasificación con otros criterios relacionados con la madurez tecnológica, la duración de descarga o la arquitectura de conexión.

2.1.2. Clasificación según el nivel de madurez tecnológica (TRL)

Otra clasificación ampliamente utilizada en el ámbito energético es aquella basada en el nivel de madurez tecnológica o *Technology Readiness Level* (TRL). Este indicador, desarrollado originalmente por NASA y posteriormente adoptado por organismos internacionales y programas europeos de innovación, establece una escala de 1 a 9 para evaluar el grado de desarrollo de una tecnología, desde la observación de principios básicos (TRL 1) hasta su despliegue comercial en entornos operativos reales (TRL 9) [20], [21].

- **Tecnologías maduras (TRL 9):** sistemas probados con éxito en entornos operativos reales. Dentro de esta categoría destacan el bombeo hidráulico reversible (PHS) y las baterías de ion-litio.

- **Tecnologías emergentes (TRL 6-8):** soluciones en fase de demostración industrial o prototipos avanzados. Incluye tecnologías como las baterías de flujo de vanadio o el almacenamiento por aire líquido (LAES).

- **Tecnologías experimentales (TRL < 6):** tecnologías en fase de validación de laboratorio o pruebas de concepto cuyo desarrollo industrial continúa siendo limitado. Entre ellas se encuentran algunos sistemas gravitacionales avanzados, soluciones termoacumulativas basadas en materiales sólidos y nuevas químicas de almacenamiento actualmente en investigación [22].

Desde una perspectiva estratégica, el TRL constituye una herramienta fundamental para la evaluación del riesgo tecnológico y la planificación de inversiones. Permite diferenciar entre soluciones con capacidad inmediata de despliegue y tecnologías con elevado potencial futuro, pero aún sujetas a incertidumbres técnicas, regulatorias o económicas.

No obstante, el TRL presenta también limitaciones importantes como criterio de evaluación. En primer lugar, representa una métrica dinámica, ya que el avance entre niveles depende no solo de la evolución técnica del sistema, sino también de factores externos como el acceso a financiación, la regulación o la existencia de infraestructuras adecuadas. Asimismo, un elevado nivel TRL no garantiza necesariamente competitividad económica, escalabilidad o viabilidad sistémica dentro del mercado eléctrico.

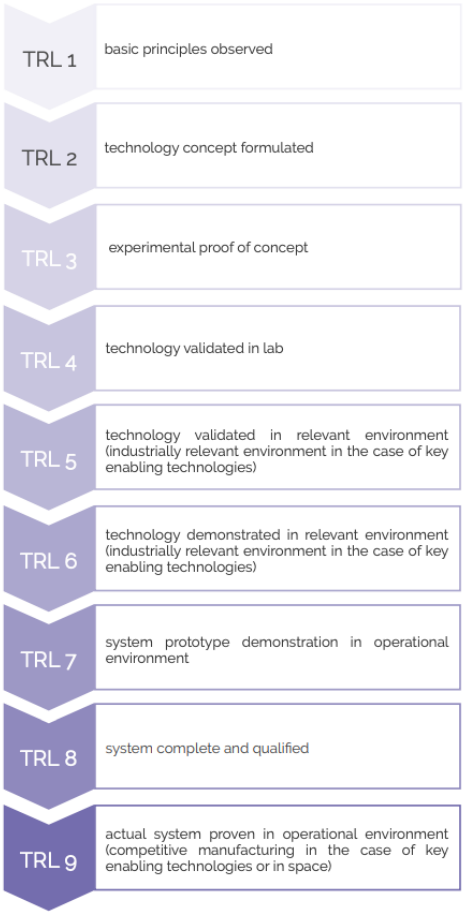


Ilustración 2. Clasificación según la madurez tecnológica (TRL).
Fuente: Victanis [22].

2.1.3. Clasificación según la ubicación y arquitectura de conexión

Otra clasificación relevante para los sistemas de almacenamiento energético se basa en su ubicación dentro de la infraestructura eléctrica y en su arquitectura de conexión a la red. Desde esta perspectiva, los ESS suelen dividirse en sistemas *Front-of-the-Meter* (FTM) y *Behind-the-Meter* (BTM), dependiendo de si se sitúan antes o después del punto de consumo eléctrico [15], [23].

Resulta especialmente importante en el contexto actual de transición energética, ya que determina no solo el tamaño y función del sistema, sino también el marco regulatorio aplicable, los modelos de negocio asociados y los servicios energéticos que puede proporcionar.

- **Delante del contador (Front-of-the-Meter, FTM):** engloba sistemas de almacenamiento conectados directamente a las redes de transporte o distribución, así como instalaciones hibridadas con grandes plantas de generación renovable. Generalmente corresponden

a proyectos de gran escala orientados a servicios del sistema como arbitraje energético, regulación de frecuencia, gestión de congestiones o integración renovable. Tecnologías como el bombeo hidráulico reversible y los grandes sistemas BESS de gran escala conectados directamente a la red (*utility-scale*) constituyen los principales ejemplos de esta categoría.

- **Detrás del contador (Behind-the-Meter, BTM):** comprende instalaciones situadas en el punto de consumo, tanto residencial como comercial o industrial. Su principal objetivo es optimizar el autoconsumo, reducir costes energéticos, gestionar la demanda o proporcionar respaldo ante interrupciones de suministro. En esta categoría predominan sistemas modulares basados en baterías electroquímicas, especialmente Li-ion.

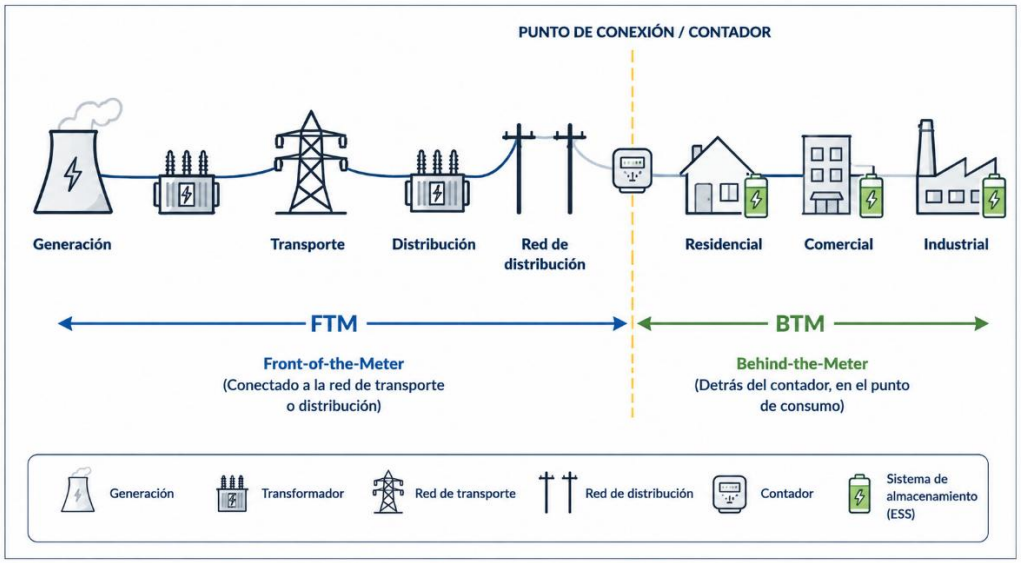


Ilustración 3. Esquema conceptual de sistemas de almacenamiento Front-of-the-Meter (FTM) y Behind-the-Meter (BTM) según su ubicación respecto al punto de conexión eléctrica.
Fuente: Adaptado de [24].

Desde una perspectiva operativa y económica, esta clasificación permite diferenciar entre almacenamiento centralizado y descentralizado. Los sistemas BTM favorecen modelos energéticos distribuidos y una mayor autonomía del consumidor, mientras que los sistemas FTM desempeñan un papel fundamental en la estabilidad global del sistema eléctrico y la integración masiva de energías renovables [25]. Por el contrario, la arquitectura de conexión también introduce limitaciones relevantes, dado que los sistemas FTM de gran escala suelen requerir importantes infraestructuras de conexión y presentan una elevada dependencia territorial.

De esta forma, la distinción entre sistemas FTM y BTM resulta útil para analizar el papel de los ESS dentro del sistema eléctrico, ya que permite relacionar cada tecnología con distintos niveles de integración en red, escalabilidad y modelos regulatorios.

2.1.4. Clasificación según la duración del almacenamiento

Esta clasificación se basa en la duración durante la cual una tecnología es capaz de suministrar energía de forma continua. Este criterio resulta especialmente relevante en aplicaciones eléctricas, ya que determina el tipo de servicio que cada sistema puede proporcionar dentro de la red [15].

A diferencia de otras clasificaciones centradas en el principio físico de almacenamiento, la duración de descarga permite relacionar directamente cada tecnología con necesidades operativas concretas del sistema eléctrico, como regulación de frecuencia, arbitraje energético o cobertura de déficits renovables prolongados.

- **Almacenamiento de corta duración (segundos a minutos):** sistemas capaces de suministrar energía durante segundos o minutos. Se utilizan principalmente para aplicaciones de alta potencia y respuesta ultrarrápida, como control de frecuencia, calidad de onda o provisión de inercia sintética. En esta categoría destacan tecnologías como los supercondensadores y los volantes de inercia.

- **Almacenamiento de media duración:** tecnologías diseñadas para operar típicamente entre 2 y 8 horas de descarga continua. Constituyen actualmente la solución predominante para arbitraje energético diario, desplazamiento temporal de generación fotovoltaica (*load shifting*) y gestión de rampas renovables. Las baterías de ion-litio representan el principal exponente de esta categoría.

- **Almacenamiento de larga duración (LDES) y estacional:** sistemas capaces de suministrar energía durante periodos de varias horas, días o incluso meses. Estas tecnologías resultan especialmente relevantes para compensar variaciones prolongadas en la generación renovable y reducir vertidos energéticos (*curtailment*). Dentro de esta categoría destacan el bombeo hidráulico reversible, determinadas soluciones térmicas y el hidrógeno verde como vector de almacenamiento químico [27].

Esta clasificación permite asociar cada tecnología con distintos niveles de flexibilidad temporal y resiliencia sistémica. Mientras las soluciones de corta duración destacan por su elevada capacidad de respuesta dinámica, los sistemas LDES adquieren un papel fundamental en escenarios de elevada penetración renovable debido a su capacidad para desplazar energía entre diferentes escalas temporales.

2.1.5. Clasificación según el tiempo de respuesta

Esta clasificación se basa en el tiempo de respuesta, entendido como la rapidez con la que un ESS es capaz de absorber o inyectar potencia en la red eléctrica. A diferencia de la duración de descarga, que define la autonomía temporal del sistema, el tiempo de respuesta está relacionado con su comportamiento dinámico y su capacidad para reaccionar ante perturbaciones eléctricas [15], [28].

Este parámetro resulta especialmente importante en sistemas eléctricos con elevada penetración renovable, donde la reducción de generación síncrona convencional incrementa la necesidad de servicios auxiliares rápidos, regulación de frecuencia e inercia sintética.

- **Respuesta instantánea (milisegundos):** tecnologías capaces de reaccionar prácticamente de forma inmediata ante variaciones de frecuencia o tensión. Se emplean principalmente para suministro de inercia sintética, estabilización dinámica y mejora de calidad de onda. Los supercondensadores y los volantes de inercia constituyen los principales exponentes de esta categoría.
- **Respuesta rápida (segundos/minutos):** sistemas orientados a servicios de regulación primaria y secundaria, control de frecuencia y soporte operativo de red. Las baterías electroquímicas, especialmente Li-ion, destacan en este rango.
- **Respuesta programada (>15 minutos):** tecnologías destinadas principalmente a gestión energética, arbitraje temporal y desplazamiento de carga. En esta categoría predominan soluciones de almacenamiento de larga duración como el bombeo hidráulico o determinados sistemas térmicos y químicos.

El tiempo de respuesta constituye un parámetro fundamental para garantizar la estabilidad y resiliencia del sistema eléctrico. Las tecnologías con respuesta ultrarrápida desempeñan un papel importante en redes con alta penetración renovable, donde la disminución de inercia mecánica convencional incrementa la sensibilidad frente a perturbaciones de frecuencia [28].

En conjunto, las distintas metodologías de clasificación reflejan que los sistemas de almacenamiento energético no pueden evaluarse mediante un único parámetro técnico. Su utilidad depende simultáneamente de factores operativos, temporales, regulatorios, económicos y de madurez tecnológica, lo que justifica la necesidad de enfoques multicriterio para su evaluación comparativa.

2.2.Tecnologías relevantes para el sistema eléctrico español

Aunque existen numerosas tecnologías ESS en desarrollo, no todas presentan actualmente la misma relevancia estratégica para el sistema eléctrico español. Por ello, esta sección se centra en aquellas soluciones con mayor potencial de despliegue, madurez tecnológica o impacto dentro del contexto del PNIEC y la integración renovable.

2.2.1. Sistemas BESS acoplados a generación renovable y sistemas independientes

2.2.1.1 Introducción y relevancia estratégica

El almacenamiento electroquímico mediante baterías (*Battery Energy Storage Systems*, BESS) se ha consolidado durante la última década como una de las tecnologías más relevantes para la transición energética y la integración masiva de energías renovables. Su rápida evolución tecnológica, elevada modularidad y capacidad de respuesta prácticamente instantánea han permitido que los sistemas BESS pasen de aplicaciones experimentales o de pequeña escala a desempeñar un papel relevante dentro de los sistemas eléctricos modernos [25], [28].

El crecimiento acelerado de tecnologías renovables no gestionables, especialmente solar fotovoltaica y eólica, ha incrementado la necesidad de soluciones capaces de proporcionar flexibilidad operativa, estabilidad de red y desplazamiento temporal de energía. En este contexto, las baterías destacan por su capacidad para absorber excedentes renovables durante periodos de alta generación y liberarlos posteriormente en momentos de mayor demanda o menor producción renovable.

Los sistemas BESS presentan una arquitectura modular y escalable, permitiendo su despliegue tanto en instalaciones residenciales y comerciales (*Behind-the-Meter*, BTM) como en proyectos a gran escala conectados directamente a red (*Front-of-the-Meter*, FTM) [29]. Se entiende por almacenamiento a gran escala aquel conectado directamente a la red eléctrica y diseñado para prestar servicios al sistema, generalmente con potencias del orden de decenas o cientos de MW. Esta flexibilidad de implantación ha favorecido su rápida expansión y su integración en mercados eléctricos.

Dentro de los distintos modelos de despliegue, la hibridación de sistemas fotovoltaicos con almacenamiento en baterías (PV+BESS) se ha convertido en una de las configuraciones con mayor crecimiento a nivel internacional y europeo. Este tipo de soluciones permite reducir vertidos renovables, optimizar la participación en mercados eléctricos y suavizar las rampas de

generación solar, mejorando tanto la rentabilidad económica de las plantas renovables como la estabilidad operativa del sistema [15].

En el caso español, los proyectos de almacenamiento mediante baterías han experimentado un crecimiento significativo, impulsado principalmente por la expansión fotovoltaica, los objetivos establecidos en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) y la necesidad de reforzar la flexibilidad del sistema eléctrico. Asimismo, la entrada de grandes operadores energéticos en proyectos a gran escala y sistemas híbridos PV+BESS evidencia la progresiva consolidación del almacenamiento electroquímico como un componente estructural del sistema energético español. Proyectos como BAT Oriol en Cáceres o los nuevos desarrollos híbridos promovidos por Iberdrola y Naturgy reflejan la transición desde proyectos piloto hacia modelos de despliegue comercial a gran escala [30], [31].

Sin embargo, pese a su rápido crecimiento y elevada madurez tecnológica, los sistemas BESS continúan enfrentando desafíos relevantes relacionados con degradación, seguridad térmica y sostenibilidad económica en aplicaciones de larga duración [24]. Estas limitaciones explican el creciente interés por nuevas composiciones químicas y arquitecturas de almacenamiento capaces de complementar las capacidades actuales de las baterías de ion-litio.

2.2.1.2 Arquitectura y funcionamiento de un sistema BESS

Este sistema de almacenamiento no se limita únicamente al conjunto de celdas electroquímicas, sino que se compone de una infraestructura integrada por elementos eléctricos, electrónicos y de control cuya función es la de garantizar la operación segura y coordinada del sistema [24], [29]. La arquitectura de un BESS moderno está diseñada para gestionar de manera eficiente el flujo bidireccional de energía entre la batería y la red eléctrica, optimizando simultáneamente rendimiento, seguridad, vida útil y estabilidad operativa.

Estructuralmente, estos sistemas presentan una arquitectura compuesta por celdas individuales agrupadas en módulos y racks, complementados por sistemas de conversión y gestión energética.

- **Celdas electroquímicas:** constituyen la unidad básica de almacenamiento energético. Cada celda convierte energía química en energía eléctrica mediante reacciones reversibles de oxidación-reducción (redox). En aplicaciones estacionarias predominan actualmente las químicas basadas en ion-litio debido a su elevada eficiencia, alta densidad energética y madurez tecnológica [27], [29].

- **Módulos:** varias celdas se agrupan eléctrica y mecánicamente formando módulos. Esta configuración permite incrementar tensión y capacidad energética, además de facilitar tareas de mantenimiento, monitorización y reemplazo parcial del sistema.

- **Racks:** los módulos se integran posteriormente en racks o armarios de almacenamiento, constituyendo la unidad funcional utilizada en aplicaciones a gran escala. Los racks permiten escalar la capacidad energética del sistema mediante configuraciones modulares, facilitando la adaptación del BESS a distintas aplicaciones de red, desde sistemas comerciales de pequeña escala hasta grandes instalaciones conectadas a subestaciones eléctricas [29].

Además de la estructura electroquímica, su funcionamiento depende de varios subsistemas electrónicos y de control para garantizar su integración segura en la red eléctrica.

- **Battery management system (BMS):** sistema de gestión de baterías que supervisa continuamente parámetros críticos como tensión, corriente, temperatura y estado de carga (*State of Charge*, SOC) de cada celda o módulo. Su principal función es garantizar la operación segura del sistema, evitando fenómenos de sobrecarga, sobredescarga o fuga térmica. Igualmente, realiza funciones de equilibrado para minimizar degradaciones desiguales entre celdas y prolongar la vida útil del sistema [24], [29].

- **Power conversion system (PCS):** constituye la interfaz entre la corriente continua (DC) de las baterías y la corriente alterna (AC) de la red eléctrica. Además de la conversión energética, también permite regular parámetros eléctricos como frecuencia, tensión y potencia reactiva [24], [28].

- **Energy management system (EMS):** representa el nivel superior de control operativo del sistema. Coordina el funcionamiento global de la instalación mediante algoritmos de optimización que determinan cuándo cargar o descargar energía en función de señales del mercado eléctrico, previsiones renovables, precios horarios o requerimientos del operador del sistema. En sistemas híbridos PV+BESS, también se encarga de gestionar simultáneamente generación renovable, almacenamiento y conexión a red [24].

La interacción coordinada entre estos subsistemas permite que los sistemas BESS ofrezcan una elevada flexibilidad operativa y tiempos de respuesta del orden de milisegundos, características fundamentales para aplicaciones modernas de estabilidad de red y gestión renovable. No obstante, la complejidad de estos sistemas introduce desafíos relacionados con seguridad

térmica, degradación electroquímica, ciberseguridad y necesidades avanzadas de climatización, especialmente en instalaciones de gran escala [29].

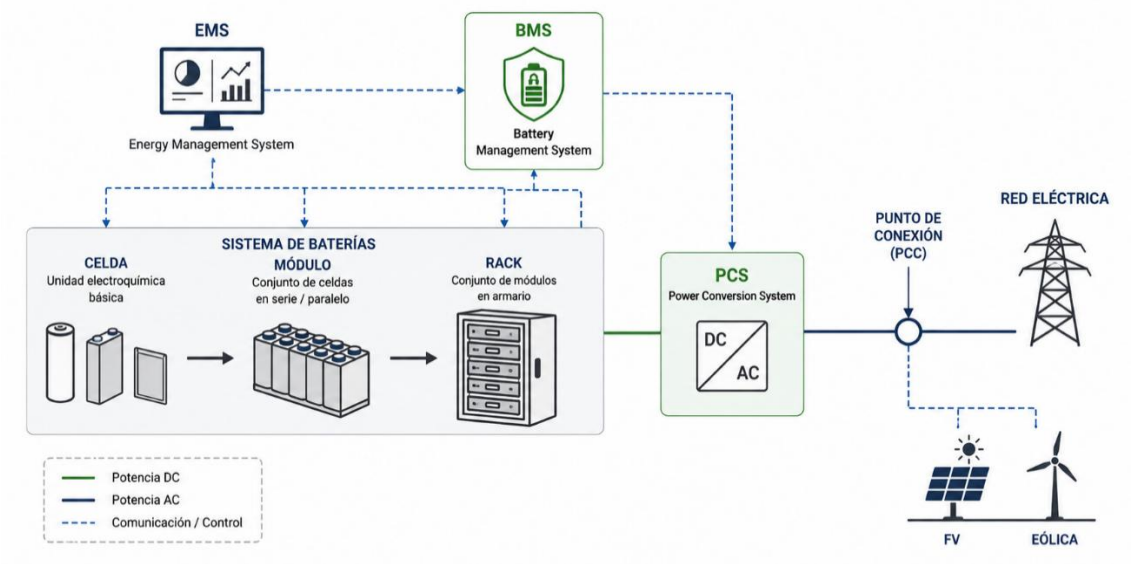


Ilustración 4. Arquitectura y funcionamiento de un sistema BESS.
Fuente: Elaboración propia a partir de [24], [28].

2.2.1.3 Principales tecnologías electroquímicas

El desarrollo de los sistemas BESS ha estado acompañado por la evolución de distintas tecnologías electroquímicas con características operativas, económicas y funcionales muy diferenciadas. Aunque todas ellas comparten el principio general de almacenamiento mediante reacciones reversibles de oxidación-reducción (*redox*), existen diferencias en términos de densidad energética, vida útil, eficiencia, seguridad térmica, escalabilidad y costes [27], [32].

Actualmente, aunque las baterías de ion-litio dominan el mercado de almacenamiento estacionario debido a su elevada madurez tecnológica y competitividad económica, existen otras tecnologías que continúan desempeñando un papel relevante en aplicaciones específicas relacionadas con almacenamiento de larga duración, respaldo estacionario o reducción de costes materiales [28].

Baterías de ion-litio (Li-ion)

Las baterías de ion-litio representan actualmente la tecnología dominante en sistemas BESS tanto a gran escala como en aplicaciones residenciales y comerciales. Su rápida expansión durante la última década ha estado impulsada principalmente por la reducción acelerada de

costes, asociada al desarrollo de la industria del vehículo eléctrico y a las economías de escala globales [15], [28].

El funcionamiento de estas baterías se basa en el movimiento reversible de iones de litio entre el ánodo y el cátodo a través de un electrolito líquido o polimérico. Existen diferentes químicas dentro de esta familia, como NMC (níquel-manganeso-cobalto), LFP (litio-ferrofosfato) o NCA (níquel-cobalto-aluminio) [32].

Entre sus principales ventajas destacan:

- elevada eficiencia de ciclo completo (*round-trip efficiency*), habitualmente superior al 90%
- alta densidad energética y de potencia
- tiempos de respuesta del orden de milisegundos
- modularidad y escalabilidad
- elevada madurez tecnológica (TRL 9) [20]

Pese a esto, estas tecnologías también presentan algunas limitaciones relevantes. Entre ellas destacan la degradación progresiva asociada al número de ciclos y a las condiciones de operación, la dependencia de materias primas críticas como litio, níquel o cobalto, los requisitos de gestión térmica y protección frente al riesgo de fuga térmica (thermal runaway), así como una duración limitada para aplicaciones de almacenamiento de larga duración [34].

En términos económicos, los sistemas BESS han experimentado una reducción significativa de costes durante la última década. Sin embargo, continúan requiriendo inversiones iniciales elevadas, especialmente en aplicaciones de gran escala, donde el coste total del sistema incluye no solo las baterías, sino también convertidores de potencia, sistemas de control, protección, climatización y conexión a red.

Estas características han convertido a las baterías Li-ion en la solución predominante para arbitraje energético diario, regulación de frecuencia, integración fotovoltaica, sistemas híbridos PV+BESS y servicios auxiliares de red [9], [33].

Baterías de plomo-ácido

Las baterías de plomo-ácido constituyen una de las tecnologías electroquímicas más antiguas y consolidadas. A pesar de haber sido desplazadas progresivamente por tecnologías más

avanzadas en aplicaciones de red, continúan utilizándose en sistemas estacionarios de respaldo debido a su bajo coste inicial, robustez y elevada reciclabilidad [35].

Su funcionamiento se basa en reacciones electroquímicas entre placas de plomo y ácido sulfúrico. Aunque presentan una densidad energética considerablemente inferior a las baterías Li-ion, destacan por su simplicidad tecnológica y facilidad de mantenimiento.

Entre sus principales limitaciones se encuentran su baja vida útil cíclica, una menor eficiencia, elevada masa y volumen y limitada profundidad de descarga (*Depth of Discharge*, DOD). Por ello, su utilización actual se concentra principalmente en aplicaciones UPS (*Uninterruptible Power Supply*), sistemas de respaldo y determinadas instalaciones aisladas de pequeña escala.

Baterías sodio-azufre (NaS)

Las baterías sodio-azufre (NaS) son sistemas electroquímicos de alta temperatura que operan habitualmente entre 300 y 350 °C utilizando sodio fundido como ánodo y azufre líquido como cátodo [32]. Estas tecnologías presentan elevadas densidades energéticas y bajas tasas de autodescarga, características que las hacen especialmente atractivas para aplicaciones estacionarias de media y larga duración.

A diferencia de las baterías Li-ion, los sistemas NaS están orientados principalmente a almacenamiento energético prolongado, estabilización de red, integración renovable y gestión de carga a escala industrial. Entre sus ventajas destacan alta capacidad energética, larga duración de descarga y menor dependencia de materiales críticos.

Tabla 1. Tabla comparativa entre diferentes tecnologías electroquímicas.
Fuente: elaboración propia a partir de [32]

TECNOLOGÍA	EFICIENCIA	VIDA ÚTIL	DENSIDAD ENERGÉTICA	APLICACIONES
LI-ION	>90%	Alta	Alta	BESS utility-scale
PLOMO	70–85%	Baja	Baja	Respaldo
NAS	75–90%	Alta	Media-alta	LDES
METAL-AIRE	Potencial alto	Experimental	Muy alta	Futuro LDES

2.2.1.4 Parámetros operativos y métricas de rendimiento

El rendimiento operativo de un sistema BESS depende no solo de la tecnología electroquímica empleada, sino también de una serie de parámetros técnicos que determinan su comportamiento dinámico, eficiencia, degradación y capacidad de prestación de servicios eléctricos [15]. Estos indicadores resultan fundamentales para evaluar la viabilidad técnica y económica de las distintas tecnologías de almacenamiento, así como para dimensionar adecuadamente su integración en aplicaciones de red, arbitraje energético o soporte renovable.

Entre las métricas más relevantes para su funcionamiento se encuentran el estado de carga (*State of Charge*, SOC), la profundidad de descarga (*Depth of Discharge*, DOD) y la tasa de carga y descarga (*C-rate*), todos ellos directamente relacionados con la estabilidad operativa y degradación del sistema [15]. Otros parámetros comparativos, como vida útil, eficiencia de ciclo completo (Round-Trip Efficiency, RTE), densidad energética o número de ciclos, se analizarán posteriormente de forma conjunta en el apartado 2.3, con el objetivo de realizar una comparación homogénea entre distintas tecnologías de almacenamiento energético.

Estado de carga (SOC)

El *State of Charge* (SOC) representa el porcentaje de energía disponible en la batería respecto a su capacidad máxima total. Se expresa habitualmente en valores comprendidos entre 0% y 100%, donde un SOC elevado indica una batería próxima a su capacidad máxima de almacenamiento [15].

Este parámetro resulta crítico para la operación de los sistemas BESS, ya que condiciona la disponibilidad energética instantánea, la capacidad de respuesta ante requerimientos de red y la estrategia de carga y descarga implementada por el EMS.

En aplicaciones a gran escala, el SOC se monitoriza continuamente mediante algoritmos avanzados de estimación desarrollados por el BMS, permitiendo optimizar la operación y minimizar fenómenos de degradación prematura [36].

Profundidad de descarga (DOD)

La *Depth of Discharge* (DOD) indica el porcentaje de capacidad energética extraída respecto a la capacidad total de la batería y está directamente relacionado con la degradación electroquímica y la vida útil del sistema. Valores elevados de DOD implican un mayor estrés operativo y aceleran los mecanismos de envejecimiento interno de la batería. Por ello, muchos sistemas BESS limitan

operativamente la profundidad máxima de descarga con el objetivo de prolongar la durabilidad y reducir costes de reemplazo [15].

Tasa de carga y descarga (C-rate)

La tasa C o *C-rate* expresa la velocidad a la que una batería se carga o descarga en relación con su capacidad nominal total. Por ejemplo, una tasa de 1C implica que la batería puede cargarse o descargarse completamente en una hora, mientras que una tasa de 2C reduce ese tiempo a 30 minutos [15].

Este parámetro determina la capacidad del sistema para responder rápidamente a variaciones de demanda o señales de frecuencia, siendo especialmente relevante en servicios auxiliares y aplicaciones de regulación rápida.

2.2.1.5 Sistemas BESS híbridos e independientes

El despliegue actual de almacenamiento electroquímico se articula principalmente en torno a dos configuraciones diferenciadas: los sistemas BESS independientes (*standalone*), conectados directamente a la red como activos de almacenamiento autónomos, y los sistemas híbridos PV+BESS, integrados junto a plantas fotovoltaicas y compartiendo infraestructura eléctrica y punto de conexión [15], [33].

Aunque ambas configuraciones utilizan tecnologías electroquímicas similares, sus modelos operativos, fuentes de ingresos y funciones dentro del sistema eléctrico presentan diferencias significativas.

Sistemas BESS *standalone*

Los sistemas *standalone* operan como instalaciones independientes orientadas principalmente a la participación en mercados eléctricos y servicios auxiliares. Su funcionamiento se basa en cargar energía desde la red durante periodos de bajo precio y descargarla posteriormente en momentos de mayor valor económico o necesidad operativa. Este modelo presenta una elevada flexibilidad de operación, permitiendo a las baterías participar simultáneamente en arbitraje energético, balancing, regulación de frecuencia, control de congestiones, y servicios de ajuste [28], [29].

Sistemas híbridos PV+BESS

La configuración híbrida PV+BESS se ha convertido en uno de los modelos con mayor crecimiento dentro del mercado español de almacenamiento energético. En este esquema, las baterías se integran directamente con plantas fotovoltaicas, compartiendo infraestructura de evacuación, conexión y, en muchos casos, sistemas de control energético [14]. La principal ventaja de estos sistemas radica en su capacidad para desplazar temporalmente generación solar hacia periodos de mayor demanda o precios más elevados, reduciendo así la exposición a episodios de precios bajos durante las horas centrales del día.

Además, la hibridación mejora significativamente la capacidad de gestionar las plantas renovables, permitiendo una participación más flexible en mercados diarios, intradiarios y servicios auxiliares [14], [33].

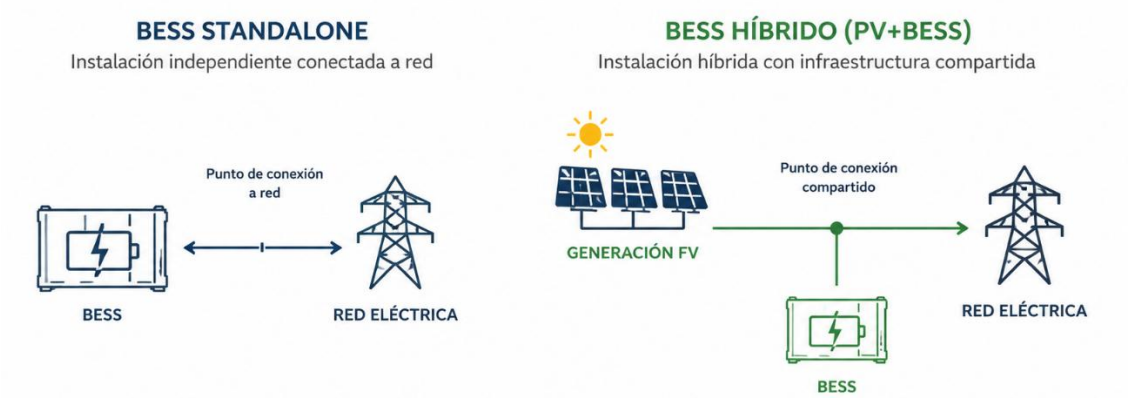


Ilustración 5. Comparativa entre sistemas BESS híbridos y standalone.
Fuente: elaboración propia a partir de [15], [28], [33].

2.2.1.6 Situación actual y proyectos en España

El almacenamiento energético mediante baterías en España está experimentando una aceleración significativa tras varios años de desarrollo limitado y presencia principalmente experimental. Los datos publicados por Red Eléctrica de España (REE) muestran una evolución claramente diferenciada en dos etapas, una primera fase caracterizada por proyectos piloto, seguida de una segunda fase de crecimiento limitado.

Tabla 2. Desarrollo de la capacidad instalada de baterñias en España.
Fuente: Elaboración propia a partir de Red Eléctrica de España (REE) [7].

AÑO	POTENCIA INSTALADA (MW)	ENERGÍA CARGADA (MWH)	ENERGÍA ENTREGADA (MWH)	INTERPRETACIÓN
2021	3,00	–	–	Fase inicial y proyectos piloto
2022	14,83	–	–	Expansión vinculada a I+D y primeras integraciones
2023	24,25	-5,20	4,52	Inicio de operación comercial
2024	25,65	-11,61	9,24	Incremento operativo y mayor utilización de ciclos
2025	66,94	-9,44	7,49	Escalado utility-scale e integración híbrida
2026	193	0,92	-1,13	Datos preliminares (abril 2026)

Proyectos relevantes y tipologías de despliegue

El desarrollo reciente del almacenamiento energético en España muestra además una evolución funcional, las baterías han dejado de concebirse únicamente como elementos de respaldo energético para convertirse en activos de flexibilidad integrados dentro de la operación del sistema eléctrico.

Dentro de este contexto, uno de los proyectos más relevantes actualmente en desarrollo es el sistema BAT Oriol, ubicado en Ceclavín (Cáceres). El proyecto contempla aproximadamente 846 MWh de capacidad de almacenamiento asociados a una planta fotovoltaica de 273,3 MW, convirtiéndose en una de las mayores instalaciones híbridas previstas en el territorio nacional [30], [37].

En paralelo, están emergiendo proyectos específicamente diseñados para proporcionar servicios de red y soporte sistémico. Un ejemplo representativo es el proyecto impulsado por Benbros en Cantabria, con aproximadamente 195 MWh de capacidad, concebido principalmente para regulación de red y estabilización operativa [38].

De forma adicional, la entrada progresiva de grandes operadores energéticos en el desarrollo de almacenamiento a gran escala evidencia una transición clara desde proyectos demostrativos hacia modelos plenamente industrializados. Compañías como Naturgy, Iberdrola o Endesa han comenzado a integrar sistemas BESS dentro de sus portfolios renovables mediante configuraciones híbridas asociadas a plantas fotovoltaicas en distintas regiones del país. [31]

Este proceso busca reducir el retraso histórico de España respecto a otros mercados europeos donde el almacenamiento energético comenzó su desarrollo comercial de forma más temprana gracias a marcos regulatorios más definidos y mecanismos de capacidad previamente estructurados [40].

2.2.1.7 Tendencias futuras y perspectivas

Una de las principales tendencias futuras es el crecimiento de las tecnologías conocidas como LDES (Long Duration Energy Storage), diseñadas para proporcionar almacenamiento energético durante periodos significativamente superiores a las 2–4 horas típicas de los sistemas Li-ion convencionales [26, 28].

Dentro de este grupo, una de las tecnologías emergentes con mayor atención internacional es el almacenamiento mediante baterías metal-aire. Este tipo de sistemas utiliza procesos electroquímicos basados en oxidación reversible del hierro, permitiendo almacenar energía durante periodos muy superiores a los alcanzables mediante baterías Li-ion convencionales. Su principal atractivo reside en el bajo coste potencial de los materiales, la abundancia de hierro y la capacidad de alcanzar duraciones de descarga superiores a 50–100 horas [32].

El despliegue masivo de estas tecnologías dependerá no solo de la evolución tecnológica, sino también de la capacidad del marco regulatorio para generar señales económicas adecuadas. En este sentido, uno de los principales retos futuros del almacenamiento energético en España será la evolución de los mecanismos regulatorios y de remuneración [19], [33]. Resulta previsible una transición hacia mecanismos regulatorios más estructurados capaces de reconocer explícitamente el valor estratégico del almacenamiento dentro del sistema eléctrico. Entre estos mecanismos destacan especialmente los futuros mercados de capacidad, concebidos para garantizar disponibilidad de potencia firme y resiliencia operativa del sistema. La introducción de este tipo de esquemas podría modificar significativamente la viabilidad económica de tecnologías de almacenamiento de larga duración.

De forma adicional, la evolución regulatoria europea apunta hacia una integración progresiva del almacenamiento como activo independiente dentro de la arquitectura energética comunitaria. La reducción de barreras administrativas, la clarificación de los mecanismos de acceso y conexión, así como el reconocimiento explícito de los servicios de flexibilidad, serán factores determinantes para acelerar el despliegue de almacenamiento a gran escala durante los próximos años [19], [33].

2.2.2. Bombeo hidráulico (PHS)

2.2.2.1 Principio de funcionamiento

El almacenamiento hidroeléctrico por bombeo (*Pumped Hydro Storage*, PHS) constituye actualmente la tecnología más madura y de mayor despliegue a nivel global para la gestión de energía a gran escala [16], [32]. Su funcionamiento se basa en la conversión reversible entre energía eléctrica y energía potencial gravitatoria mediante el movimiento de agua entre dos embalses situados a diferentes cotas altitudinales.

El principio operativo de una central PHES se fundamenta en dos modos de funcionamiento diferenciados [15]:

- modo bombeo
- modo turbinación

Durante periodos de baja demanda eléctrica, elevada penetración renovable o precios reducidos en el mercado eléctrico, el sistema opera en modo bombeo, utilizando energía eléctrica de la red para impulsar agua desde el embalse inferior hacia el superior [15], [32]. De esta forma, el excedente de energía eléctrica se almacena en forma de energía potencial gravitatoria. Posteriormente, cuando aumenta la demanda eléctrica o disminuye la disponibilidad de generación renovable variable, el sistema invierte su funcionamiento. El agua almacenada en el embalse superior desciende nuevamente hacia el depósito inferior atravesando turbinas hidráulicas acopladas a generadores eléctricos, transformando la energía potencial acumulada en energía cinética y posteriormente en electricidad utilizable por la red.

La capacidad de almacenamiento de una instalación PHES depende fundamentalmente de tres factores: el volumen de agua almacenado, el desnivel hidráulico existente entre ambos embalses, y la eficiencia del sistema electromecánico [15], [16]. A diferencia de las baterías electroquímicas, en el bombeo hidráulico la energía queda almacenada físicamente mediante

elevación gravitatoria de grandes masas de agua. Esto permite alcanzar capacidades energéticas elevadas y duraciones de descarga prolongadas, características especialmente relevantes para aplicaciones de almacenamiento de larga duración (LDES) [26], [32].

2.2.2.2 Tipologías y configuraciones

Desde el punto de vista hidráulico, las centrales PHES pueden clasificarse en dos configuraciones principales:

Bombeo puro o ciclo cerrado

En los sistemas de bombeo puro, el embalse superior es artificial y presenta una interacción mínima con aportaciones naturales externas. El agua circula en un circuito cerrado entre ambos depósitos, permitiendo un mayor control operativo y reduciendo parcialmente la dependencia hidrológica externa.

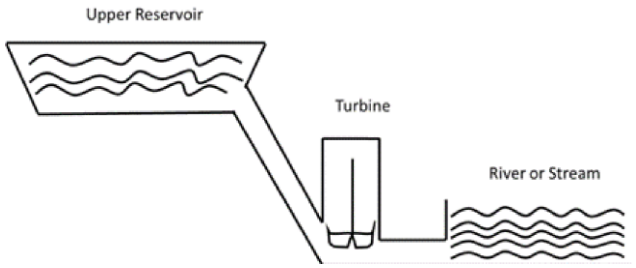


Ilustración 6. Esquema conceptual de una central de bombeo puro (ciclo cerrado). Fuente: Malik et al. (2025) [14].

Bombeo mixto o ciclo abierto

En los sistemas de bombeo mixto, el embalse superior mantiene conexión parcial con cauces naturales o sistemas hidrográficos convencionales. Estas instalaciones pueden combinar simultáneamente funciones de generación hidroeléctrica tradicional y almacenamiento reversible mediante bombeo. Aunque este modelo permite una integración más sencilla con infraestructuras hidroeléctricas existentes, también introduce una mayor dependencia de condiciones hidrológicas y gestión de recursos hídricos.

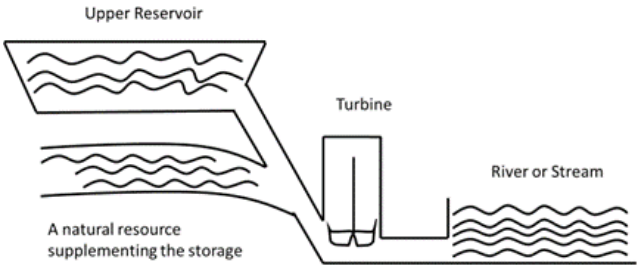


Ilustración 7. Esquema conceptual de una central de bombeo mixto (ciclo abierto). Fuente: Malik et al. (2025) [14].

Además de esta clasificación hidráulica, las centrales PHES también pueden diferenciarse según el tipo de velocidad de operación de sus turbinas-bomba. Las centrales de velocidad fija operan en puntos de funcionamiento relativamente rígidos, consumiendo una potencia prácticamente constante durante el proceso de bombeo. Por el contrario, las tecnologías de velocidad variable permiten modular dinámicamente la potencia consumida, aumentando significativamente la flexibilidad operativa y facilitando una integración más eficiente con generación renovable variable [40].

En paralelo al diseño convencional, actualmente también se investigan nuevas configuraciones orientadas a superar las limitaciones geográficas tradicionales del bombeo hidráulico. Entre ellas destacan:

- sistemas subterráneos utilizando antiguas minas como depósitos inferiores
- soluciones submarinas basadas en presión hidrostática
- configuraciones de bombeo marino que emplean el océano como embalse inferior [41]

Aunque muchas de estas soluciones presentan todavía niveles de madurez tecnológica inferiores al bombeo convencional, reflejan el creciente interés internacional por ampliar la aplicabilidad del almacenamiento hidráulico reversible en sistemas eléctricos altamente descarbonizados.

2.2.2.3 Madurez tecnológica y papel sistémico

El bombeo reversible se considera una tecnología plenamente madura, situándose en un nivel TRL 9 (Technology Readiness Level), correspondiente a sistemas completamente desarrollados, operativos y validados en entornos reales de explotación comercial [20]. A diferencia de otras tecnologías emergentes de almacenamiento, el PHES dispone de décadas de experiencia operativa, marcos regulatorios consolidados y un comportamiento técnico ampliamente conocido.

Actualmente, esta tecnología representa la mayor parte de la capacidad de almacenamiento energético instalada a nivel global. Según la International Hydropower Association (IHA), el bombeo hidráulico continúa siendo responsable de más del 90% de la capacidad mundial instalada de almacenamiento energético de larga duración, muy por encima de otras soluciones electroquímicas o térmicas [42].

El PHES destaca especialmente por su capacidad de proporcionar almacenamiento energético de larga duración y elevada estabilidad operativa. Mientras que tecnologías electroquímicas como las baterías Li-ion suelen orientarse prioritariamente hacia aplicaciones de corta y media duración, el bombeo reversible puede proporcionar almacenamiento energético durante periodos significativamente superiores, alcanzando autonomías de decenas de horas e incluso almacenamiento multidiario en determinadas configuraciones [26], [32], [42].

Su elevada inercia electromecánica y capacidad de respuesta frente a perturbaciones de red permiten además reforzar la estabilidad dinámica del sistema eléctrico, aspecto especialmente relevante en escenarios de sustitución progresiva de generación síncrona convencional por fuentes renovables basadas en electrónica de potencia [24], [32].

Otra de las ventajas fundamentales del PHES es su larga vida útil operativa. Mientras que numerosas tecnologías electroquímicas presentan degradación progresiva asociada a ciclos de carga y descarga, las centrales hidroeléctricas reversibles pueden operar durante varias décadas manteniendo prestaciones relativamente estables mediante programas periódicos de mantenimiento y modernización de equipos electromecánicos [15], [42].

A pesar de su elevada madurez tecnológica y relevancia sistémica, la expansión futura del bombeo reversible continúa condicionada por factores territoriales, regulatorios y económicos, aspectos que se analizarán posteriormente en el apartado 2.2.2.6 [19], [33].

2.2.2.4 Situación actual en España

El sistema eléctrico español finalizó el año 2025 con una potencia instalada de almacenamiento correspondiente a turbinación-bombeo de aproximadamente 3.331 MW, representando la práctica totalidad de la capacidad de almacenamiento energético actualmente operativa en el país [7]. A pesar de que esta potencia instalada se ha mantenido prácticamente estable durante la última década, la utilización operativa de las centrales de bombeo ha aumentado significativamente como consecuencia del crecimiento acelerado de generación renovable variable.

Según los registros históricos de Red Eléctrica de España (REE), la capacidad instalada de bombeo hidráulico permanece prácticamente constante desde 2015, situándose en torno a los 3,3 GW. El último gran hito de expansión antes del ciclo actual de transición energética fue la entrada en operación de La Muela II (Valencia) en 2013, instalación que consolidó uno de los mayores complejos de bombeo reversible de Europa Occidental [43]. Pese a que la potencia instalada apenas ha variado, el comportamiento operativo del sistema sí ha experimentado una transformación relevante. Los datos agregados de REE muestran un incremento progresivo tanto de la energía turbinada como del consumo asociado al bombeo durante el periodo 2020–2025.

Tabla 3. Datos de las potencias de turbinación y bombeo en España durante los años 2020-2025. Datos en MWh.
Fuente: Elaboración propia a partir de datos REE [7]

	2020	2021	2022	2023	2024	2025
TURBINACIÓN BOMBEO	2.751,440	2.649,324	3.776,150	5.204,590	5.458,420	5.886,021
CONSUMO BOMBEO	-4.627,715	-4.317,787	-6.095,335	-8.193,914	-8.664,210	-9.203,746
SALDO	-1.876,275	-1.668,462	-2.319,185	-2.989,325	-3.205,789	-3.317,725

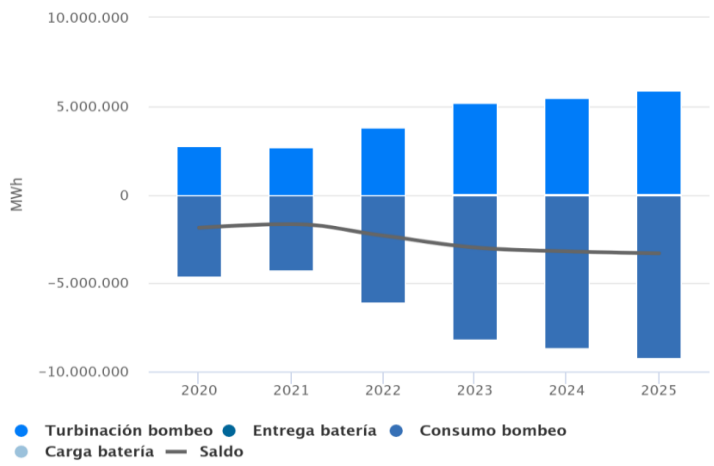


Ilustración 8. Balance de los saldos de turbinación-bombeo en España durante los años 2020-2025 [7][2].

Entre 2020 y 2025, la energía generada mediante turbinación aumentó aproximadamente un 114%, reflejando una intensificación en la utilización del parque hidráulico reversible español. Este incremento operativo coincide temporalmente con la rápida expansión fotovoltaica registrada en el sistema eléctrico nacional y con el crecimiento de excedentes renovables durante las horas centrales del día. El saldo neto progresivamente más negativo entre consumo de bombeo y energía turbinada evidencia precisamente este fenómeno, el sistema PHES español se ha convertido en un consumidor creciente de electricidad renovable de bajo coste durante

[2] Los datos de entrega batería y carga batería son despreciables frente a los de turbinación y bombeo

periodos de elevada generación solar, almacenando dicha energía para su posterior utilización en horas de mayor demanda o menor disponibilidad renovable.

Paralelamente, el contexto regulatorio y la creciente necesidad de flexibilidad están impulsando una nueva fase de expansión del bombeo reversible en España. Diversos proyectos de gran escala se encuentran actualmente en desarrollo o tramitación administrativa, especialmente asociados a modernización de infraestructuras existentes y aprovechamiento de embalses ya operativos.

2.2.2.5 Principales proyectos

El desarrollo reciente del bombeo hidráulico reversible en España se está concentrando principalmente en proyectos de gran escala asociados a modernización de infraestructuras existentes, ampliación de complejos hidroeléctricos y aprovechamiento de embalses ya operativos. Dentro del parque actualmente operativo, el complejo Cortes-La Muela, ubicado en Valencia y desarrollado por Iberdrola, continúa representando una de las infraestructuras estratégicas más relevantes del sistema eléctrico español. La ampliación mediante La Muela II, puesta en funcionamiento en 2013, consolidó aproximadamente 850 MW adicionales de capacidad reversible y convirtió al complejo en uno de los mayores sistemas de bombeo de Europa Occidental [43].

En paralelo, los nuevos proyectos actualmente en tramitación muestran una evolución hacia configuraciones de mayor capacidad. Uno de los desarrollos más relevantes es Conso II (Ourense), promovido por Iberdrola, que prevé aproximadamente 1.800 MW de potencia reversible mediante conexión subterránea entre los embalses de Cenza y Bao [44].

Otro de los proyectos más relevantes actualmente en desarrollo es Aguayo II (Cantabria), impulsado por Repsol como ampliación del sistema hidroeléctrico existente. El proyecto contempla una inversión cercana a los 900 millones de euros y una puesta en operación prevista hacia el final de la década [45].

Además de los grandes complejos hidroeléctricos, distintas compañías eléctricas y organismos sectoriales han comenzado a identificar un potencial significativo en la modernización de centrales minihidráulicas y embalses existentes para su conversión parcial en instalaciones reversibles. Según estimaciones del sector, España podría disponer de un potencial técnico adicional cercano a los 10 GW de bombeo mediante optimización de infraestructuras ya construidas [46]. Esta estrategia adquiere especial relevancia dentro del contexto regulatorio y

territorial actual, donde la disponibilidad de nuevos emplazamientos presenta crecientes limitaciones ambientales, hidrológicas y administrativas.

Tabla 4. Principales instalaciones operativas de bombeo hidráulico en España.
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de OpenGridWorks.

CENTRAL	POTENCIA (MW)	EMPRESA	PROVINCIA
ALDEADÁVILA	1.243	Iberdrola	Salamanca
ALCÁNTARA	957	Iberdrola	Cáceres
VILLARINO	857	Iberdrola	Salamanca
LA MUELA II	~850	Iberdrola	Valencia
TAJO DE LA ENCANTADA	360	Endesa	Málaga
MORALETS	210	Endesa	Lleida

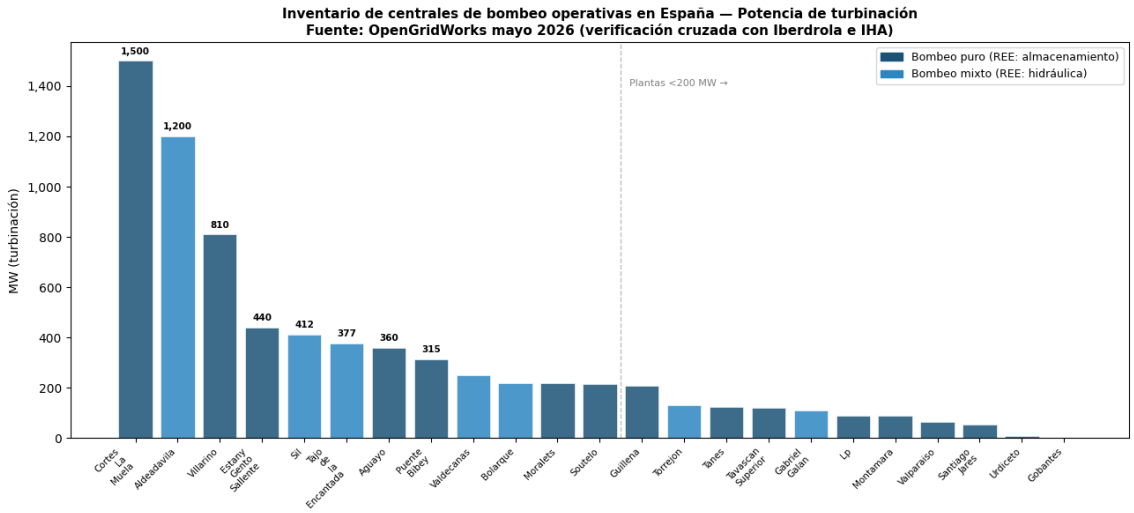


Ilustración 9. Centrales de bombeo operativas en España y su potencia de turbinación.
Fuente: elaboración propia a partir de datos de OpenGridWorks (mayo 2026)

2.2.2.6 Limitaciones estructurales

A pesar de su elevada madurez tecnológica y de su papel estratégico dentro de los sistemas eléctricos modernos, el bombeo hidráulico reversible presenta una serie de limitaciones estructurales que condicionan significativamente su capacidad de expansión futura.

La principal restricción del PHES no se encuentra tanto en la tecnología en sí misma, sino en la dificultad de replicar este tipo de infraestructuras a gran escala dentro de contextos territoriales y regulatorios cada vez más complejos. A diferencia de los sistemas BESS modulares, cuya

instalación puede realizarse de forma relativamente distribuida y escalable, las centrales de bombeo reversible requieren configuraciones geográficas muy específicas, caracterizadas por desniveles topográficos adecuados, disponibilidad hídrica, grandes superficies y viabilidad hidráulica simultánea [15], [16], [32].

Esta elevada dependencia territorial reduce considerablemente el número de emplazamientos potenciales disponibles y convierte cada proyecto en una infraestructura prácticamente singular desde el punto de vista técnico y ambiental. Además, el desarrollo de nuevas centrales PHES implica procesos de planificación, tramitación y construcción significativamente más largos que otras tecnologías de almacenamiento energético. Mientras que los sistemas electroquímicos pueden desplegarse en plazos relativamente reducidos, las infraestructuras hidráulicas reversibles requieren habitualmente ciclos de desarrollo de varios años e incluso décadas en proyectos de gran escala [42], [44], [45].

Este desfase temporal adquiere relevancia en el contexto actual de expansión renovable acelerada. El ritmo de crecimiento de la generación fotovoltaica y eólica en España está siendo considerablemente más rápido que la capacidad de incorporación de nuevas infraestructuras hidráulicas reversibles, generando una diferencia estructural entre la velocidad de despliegue renovable y la expansión del almacenamiento de larga duración [1], [3].

A ello se suma la creciente complejidad ambiental y territorial asociada a nuevas actuaciones hidráulicas. La modificación de sistemas fluviales, embalses y ecosistemas introduce fricciones regulatorias significativamente mayores que las observadas en soluciones modulares basadas en baterías [19], [33]. En consecuencia, buena parte del crecimiento futuro del bombeo reversible probablemente dependerá más de modernización de infraestructuras existentes, ampliación de centrales ya operativas, y reconversión parcial de activos hidráulicos convencionales que de la construcción masiva de nuevas presas o complejos completamente independientes [40], [43], [45].

Desde el punto de vista económico, las centrales PHES también presentan una elevada intensidad de capital y una fuerte dependencia de horizontes temporales de explotación prolongados para garantizar rentabilidad financiera [18], [42]. Esto limita su capacidad de adaptación frente a cambios rápidos de mercado y aumenta la exposición de los proyectos a incertidumbre regulatoria y evolución futura de precios energéticos.

En conjunto, estas limitaciones no reducen la relevancia estratégica del bombeo hidráulico reversible dentro de sistemas eléctricos altamente renovables, pero sí condicionan su capacidad

de escalabilidad y explican por qué su expansión futura probablemente será más selectiva, localizada y estructural que la observada en tecnologías electroquímicas modulares.

2.2.3. Sistemas termosolares y almacenamiento térmico (TES)

2.2.3.1 Principio de funcionamiento

El almacenamiento térmico de energía (Thermal Energy Storage, TES) agrupa un conjunto de tecnologías destinadas a almacenar energía en forma de calor para su utilización posterior en procesos térmicos o generación eléctrica [47]. Estos sistemas aprovechan propiedades termodinámicas de distintos materiales para retener energía térmica de forma temporal.

Dentro del almacenamiento térmico existen dos mecanismos físicos principales:

- almacenamiento por calor sensible
- almacenamiento por calor latente

Almacenamiento por calor sensible (Sensible Heat Storage, SHS)

Este constituye la tecnología TES más madura y ampliamente utilizada. Su funcionamiento se basa en elevar la temperatura de un material sin modificar su estado físico ni estructura molecular [47]. La cantidad de energía térmica almacenada depende de la masa del material, su calor específico y la variación de temperatura alcanzada

Entre los materiales más utilizados destacan el agua para aplicaciones de baja temperatura, el hormigón y materiales refractarios para almacenamiento sólido y sales fundidas para aplicaciones termosolares de alta temperatura [48].

Las sales fundidas, generalmente mezclas de nitrato sódico y nitrato potásico, representan actualmente una de las soluciones más empleadas en centrales termosolares de concentración (CSP), permitiendo temperaturas operativas cercanas a 565 °C [33].

El almacenamiento por calor sensible presenta una elevada simplicidad tecnológica y costes relativamente reducidos, aunque su densidad energética es inferior a otras tecnologías térmicas, requiriendo volúmenes elevados para almacenar grandes cantidades de energía [47].

Almacenamiento por calor latente (Latent Heat Storage, LHS)

El almacenamiento por calor latente utiliza materiales de cambio de fase (Phase Change Materials, PCM), capaces de absorber o liberar grandes cantidades de energía durante transiciones de estado físico, generalmente entre sólido y líquido [33]. Durante el proceso de cambio de fase, el material mantiene una temperatura prácticamente constante mientras intercambia energía térmica asociada al calor latente de fusión o vaporización.

Entre los PCM más utilizados destacan las parafinas, las sales hidratadas, los ácidos grasos y materiales eutécticos [48].

Frente al almacenamiento sensible, los sistemas LHS permiten alcanzar densidades energéticas significativamente superiores y operar dentro de rangos térmicos más estables. Sin embargo, muchos materiales PCM presentan limitaciones asociadas a baja conductividad térmica y complejidad de transferencia de calor [40].

Principio de funcionamiento en centrales termosolares, CSP

Una de las principales aplicaciones del almacenamiento térmico a gran escala se encuentra en las centrales solares termoeléctricas de concentración (Concentrated Solar Power, CSP), donde el calor almacenado permite desacoplar temporalmente la captación solar de la generación eléctrica.

El funcionamiento de una planta CSP se basa en la concentración de radiación solar mediante heliostatos o colectores solares que reflejan la energía incidente hacia un receptor térmico central [48, 51]. Este receptor transfiere calor a un fluido térmico, habitualmente sales fundidas o aceites térmicos, que posteriormente alimenta un ciclo termodinámico convencional de generación eléctrica mediante vapor y turbinas. En configuraciones con almacenamiento térmico, parte del calor captado se almacena en tanques térmicos [50, 51].

Durante periodos de elevada irradiación solar, el fluido térmico calentado se almacena en el tanque caliente. Posteriormente, cuando disminuye la radiación solar o aumenta la demanda eléctrica, el calor almacenado se utiliza para generar vapor y continuar produciendo electricidad incluso en ausencia de recurso solar directo.

Esta capacidad de desacoplamiento temporal constituye uno de los principales elementos diferenciales de las tecnologías CSP frente a otras fuentes renovables intermitentes, permitiendo proporcionar generación renovable parcialmente gestionable y producción nocturna [51].

Además de la producción diferida, las centrales termosolares también contribuyen a la estabilidad del sistema eléctrico mediante generación síncrona convencional basada en turbinas de vapor. A diferencia de tecnologías renovables conectadas exclusivamente mediante electrónica de potencia, los ciclos termoeléctricos CSP aportan inercia electromecánica al sistema, contribuyendo al soporte dinámico de frecuencia y estabilidad operativa de red [14, 51].

Sin embargo, aunque las centrales CSP presentan ventajas relevantes en términos de gestión y firmeza renovable, su despliegue actual continúa siendo significativamente inferior al de otras soluciones como la combinación fotovoltaica más baterías (PV+BESS), debido principalmente a factores económicos y de escalabilidad tecnológica [28, 33].

2.2.3.2 Situación actual en España

España ha desempeñado históricamente un papel de referencia internacional en el desarrollo de tecnologías termosolares de concentración (CSP) con almacenamiento térmico, especialmente durante el periodo de expansión renovable iniciado a finales de la década de 2000. El despliegue de este tipo de instalaciones convirtió al país en uno de los principales laboratorios tecnológicos mundiales para integración de sales fundidas y generación solar gestionable [33].

Actualmente, España dispone de aproximadamente 2,3 GW de potencia termosolar instalada distribuidos en unas 50 centrales operativas, concentradas principalmente en Andalucía y Extremadura, regiones caracterizadas por elevados niveles de irradiación solar directa [52].

Gran parte de estas instalaciones incorporan sistemas de almacenamiento térmico mediante sales fundidas en configuraciones de doble tanque, permitiendo autonomías de entre 7 y 11 horas de generación a plena carga [50, 52]. Esta capacidad ha permitido a numerosas plantas CSP españolas proporcionar generación eléctrica nocturna y perfiles de producción significativamente más gestionables que la energía fotovoltaica convencional.

Entre los proyectos más representativos destaca Gemasolar (Sevilla), considerada una de las primeras plantas comerciales del mundo capaces de operar de forma continua durante periodos prolongados gracias al almacenamiento térmico en sales fundidas [53]. Su desarrollo consolidó internacionalmente el modelo español de integración entre energía solar de concentración y almacenamiento térmico de larga duración.

Otros complejos relevantes como Andasol, Extresol o Manchasol contribuyeron igualmente al posicionamiento tecnológico de España dentro del sector termosolar internacional [52].

Sin embargo, tras la fase inicial de fuerte expansión, el desarrollo del CSP en España experimentó un estancamiento relativo durante la última década. La rápida reducción de costes de la energía fotovoltaica y, más recientemente, el crecimiento de soluciones híbridas PV+BESS han desplazado parcialmente el interés inversor hacia tecnologías más modulares, rápidas de desplegar y competitivas en términos de CAPEX [28], [49].

En consecuencia, aunque España continúa manteniendo una posición destacada en experiencia operativa y capacidad instalada termosolar, el crecimiento reciente del almacenamiento energético nacional se ha concentrado principalmente en soluciones electroquímicas y sistemas híbridos basados en baterías.

2.2.3.3 Limitaciones estructurales

A pesar de sus ventajas en términos de gestión y almacenamiento de larga duración, las tecnologías CSP con almacenamiento térmico presentan diversas limitaciones estructurales que han condicionado su expansión reciente frente a otras soluciones renovables.

Uno de los principales factores limitantes es su elevada intensidad de capital. Las centrales termosolares requieren infraestructuras complejas asociadas a campos solares, sistemas de concentración, receptores térmicos, circuitos de transferencia de calor, y almacenamiento térmico de alta temperatura.

Esta complejidad tecnológica se traduce en costes de inversión significativamente superiores a los observados en instalaciones fotovoltaicas convencionales [59].

Además, las plantas CSP presentan una menor modularidad y flexibilidad de despliegue que tecnologías basadas en baterías o sistemas PV+BESS. Mientras que las soluciones electroquímicas permiten ampliaciones progresivas y configuraciones distribuidas, las centrales termosolares requieren desarrollos de gran escala y emplazamientos con condiciones solares muy específicas.

Otro aspecto relevante es la dependencia de recursos hídricos para refrigeración y operación térmica, especialmente en determinadas configuraciones convencionales de ciclo de vapor. Esta característica puede introducir restricciones adicionales en regiones con elevado estrés hídrico, precisamente donde el recurso solar suele ser más favorable.

Desde el punto de vista operativo, el almacenamiento térmico también implica mayores complejidades asociadas al control de temperaturas elevadas, degradación térmica de materiales y gestión de fluidos de transferencia de calor.

El principal factor que ha condicionado el estancamiento reciente del CSP ha sido la rápida reducción de costes de la energía fotovoltaica y del almacenamiento electroquímico. La combinación PV+BESS ha conseguido ofrecer elevados niveles de flexibilidad y rapidez de despliegue mediante arquitecturas significativamente más modulares y competitivas en términos económicos.

2.2.4. Baterías de flujo

2.2.4.1 Principio de funcionamiento

Las baterías de flujo (*flow batteries*) representan una arquitectura de almacenamiento electroquímico diferenciada respecto a las baterías convencionales de ion-litio. Mientras que en las baterías tradicionales los materiales activos se encuentran confinados dentro de las propias celdas electroquímicas, en las baterías de flujo los electrolitos activos se almacenan externamente en depósitos independientes y circulan hacia la celda únicamente durante los procesos de carga y descarga [16], [32], [54].

El funcionamiento del sistema se basa en la circulación continua de dos soluciones electrolíticas líquidas a través de un dispositivo electroquímico denominado *sta*. Dentro de este conjunto de celdas, ambos electrolitos fluyen por compartimentos separados mediante una membrana selectiva que permite el intercambio iónico mientras evita la mezcla directa de los fluidos [32], [55].

Durante el proceso de descarga, las reacciones redox entre ambos electrolitos generan un flujo de electrones a través de un circuito externo, produciendo energía eléctrica. En sentido inverso, durante la carga, la aplicación de corriente eléctrica fuerza nuevamente las reacciones químicas, restaurando el estado energético inicial de los electrolitos.

Desde el punto de vista estructural, una instalación de baterías de flujo se compone principalmente de tanques de almacenamiento de electrolitos, bombas hidráulicas de circulación, sistemas de tuberías y *stack* electroquímico de conversión energética.



Ilustración 10. Esquema de funcionamiento de una batería de flujo redox de vanadio. Fuente: Endesa [57].

Una de las características más relevantes de esta tecnología es la separación física entre potencia y capacidad energética. En las baterías de flujo, la potencia depende fundamentalmente del tamaño y número de celdas presentes en el *stack*, mientras que la energía almacenada depende del volumen de electrolito contenido en los tanques externos [32], [55].

Esta arquitectura permite aumentar la autonomía energética mediante ampliación de los depósitos sin necesidad de incrementar proporcionalmente el sistema electroquímico principal, característica especialmente interesante para aplicaciones de almacenamiento de media y larga duración (LDES) [26].

Además, al emplear generalmente electrolitos acuosos no inflamables, las baterías de flujo presentan ventajas relevantes en términos de seguridad operativa frente a otras tecnologías electroquímicas. La ausencia de materiales altamente inflamables reduce significativamente el riesgo de fuga térmica, mientras que la degradación mecánica de los electrodos suele ser inferior a la observada en sistemas basados en litio [16], [32], [54].

Sin embargo, esta mayor robustez y escalabilidad energética se acompaña habitualmente de menor densidad energética, mayores necesidades auxiliares de bombeo y una mayor complejidad hidráulica del sistema.

2.2.4.2 Clasificación tecnológica

Las baterías de flujo pueden clasificarse en función de la naturaleza química de los electrolitos utilizados. Actualmente, las tecnologías más relevantes son las baterías de flujo de vanadio (VRFB), las baterías híbridas de cinc-bromo (Zn-Br) y las baterías de flujo orgánicas [32, 55].

Baterías de flujo de vanadio (VRFB)

Las baterías VRFB (Vanadium Redox Flow Batteries) constituyen la tecnología de flujo más madura y extendida comercialmente. Utilizan vanadio en diferentes estados de oxidación tanto en el electrolito positivo como en el negativo, lo que reduce significativamente los problemas de contaminación cruzada entre compartimentos y prolonga la vida útil del sistema [32, 54].

Su alta durabilidad, seguridad operativa y capacidad para soportar un gran número de ciclos las convierten en una de las principales candidatas para aplicaciones de almacenamiento estacionario de larga duración.

Baterías de cinc-bromo (Zn-Br)

Las baterías Zn-Br emplean una arquitectura híbrida en la que el cinc se deposita físicamente sobre el electrodo durante el proceso de carga. Frente al vanadio, presentan un menor coste potencial asociado a la abundancia de materiales, aunque suelen mostrar mayores problemas de degradación y formación de dendritas metálicas, lo que puede limitar parcialmente su vida útil [32].

Baterías de flujo orgánicas

Las baterías de flujo orgánicas representan una línea tecnológica todavía emergente, actualmente en fases intermedias de desarrollo tecnológico (TRL 5–6) [21]. Sustituyen metales pesados por compuestos orgánicos disueltos en los electrolitos, con el objetivo de reducir costes, impacto ambiental y dependencia de materiales críticos.

2.2.4.3 Situación actual y potencial en España

El desarrollo de baterías de flujo en España continúa siendo todavía limitado en comparación con tecnologías electroquímicas convencionales como el ion-litio. Sin embargo, durante los últimos años han comenzado a aparecer distintos proyectos piloto orientados principalmente a

aplicaciones de almacenamiento estacionario de larga duración (LDES), integración renovable y estabilidad de red.

Uno de los proyectos más relevantes es la instalación de Son Orlandis (Mallorca), desarrollada por Endesa, considerada una de las mayores instalaciones europeas de baterías de flujo de vanadio integradas con generación solar [57]. La elección de esta tecnología para el sistema balear responde principalmente a su elevada seguridad operativa, su larga vida útil y capacidad de almacenamiento prolongado, que son características de especial importancia en sistemas eléctricos insulares con elevada penetración renovable y menores niveles de interconexión.

Además del despliegue industrial inicial, España también mantiene actividad significativa en investigación y desarrollo de esta tecnología. El Consejo Superior de Investigaciones Científicas (CSIC) ha desarrollado prototipos propios de baterías de flujo redox de vanadio, demostrando capacidad tecnológica nacional en diseño y fabricación de sistemas electroquímicos avanzados [58].

En paralelo, organismos como el Centro Nacional de Energías Renovables (CENER) utilizan baterías de flujo dentro de plataformas experimentales y microrredes de investigación orientadas a analizar servicios de soporte de red, integración renovable y operación en condiciones críticas [59]. Asimismo, proyectos como REDOX, impulsado por EDP España, exploran la integración de baterías de flujo en parques renovables [60].

A diferencia de las baterías de ion-litio, cuya competitividad se concentra especialmente en aplicaciones de corta duración y respuesta rápida, las baterías de flujo presentan un potencial particularmente interesante para aplicaciones LDES donde la duración del almacenamiento, la seguridad, la baja degradación, y el elevado número de ciclos resultan factores prioritarios.

En este contexto, las baterías de flujo podrían desempeñar en el futuro un papel complementario dentro del ecosistema español de almacenamiento energético, especialmente en microrredes, sistemas insulares, integración renovable híbrida y aplicaciones estacionarias de larga duración

2.2.5. Hidrógeno y almacenamiento químico

2.2.5.1 Fundamentos del almacenamiento químico

Los sistemas de almacenamiento químico se basan en la conversión de energía eléctrica en vectores energéticos almacenables mediante enlaces químicos. Estas tecnologías permiten desacoplar completamente la generación, el almacenamiento y el consumo energético [17, 61].

Este desacoplamiento constituye una de las principales ventajas estructurales del almacenamiento químico frente a otras tecnologías ESS, ya que permite almacenar energía durante largos periodos de tiempo, transportar energía a grandes distancias y utilizar infraestructuras energéticas independientes del punto de generación renovable.

Dentro de este grupo, el hidrógeno verde representa actualmente el principal vector químico para almacenamiento energético de larga duración. Su producción se realiza mediante electrólisis del agua utilizando electricidad renovable, transformando energía eléctrica en energía química almacenada en forma de hidrógeno gaseoso [54, 61, 62].

La reacción global de electrólisis puede expresarse mediante:

$$H_2O(l) + Energía\ eléctrica \rightarrow\ H_2(g) + \frac{1}{2}O_2(g)$$

Una vez producido, el hidrógeno puede:

- almacenarse en depósitos presurizados
- transportarse mediante tuberías o camiones
- utilizarse directamente en procesos industriales
- reconvertirse nuevamente en electricidad mediante pilas de combustible o turbinas

Este ciclo completo se conoce habitualmente como Power-to-Gas-to-Power (P2G2P), y constituye uno de los principales modelos conceptuales de almacenamiento químico estacional [17], [54].

Desde el punto de vista energético, el ciclo P2G2P se compone de tres etapas principales, electrólisis, almacenamiento y compresión y reconversión eléctrica.

Las eficiencias típicas de cada proceso se sitúan aproximadamente en 60–80% para electrólisis + pérdidas adicionales del 10–15% durante compresión y almacenamiento + y 40–60% durante la reconversión eléctrica [17], [54]. Como resultado, la eficiencia global del ciclo completo suele situarse únicamente entre el 30% y el 40%, valores considerablemente inferiores a los observados en tecnologías electroquímicas como las baterías de ion-litio [17], [61].

Sin embargo, el principal valor del almacenamiento químico no reside en su eficiencia inmediata, sino en su capacidad para proporcionar almacenamiento energético de muy larga duración, almacenamiento estacional y transporte energético a gran escala [61], [62], [64].

2.2.5.2 Situación actual y proyectos en España

España se ha posicionado durante los últimos años como uno de los países europeos con mayores expectativas de desarrollo del hidrógeno renovable, impulsado principalmente por la elevada disponibilidad de recurso solar y eólico, la capacidad potencial de generación renovable excedentaria, y su posición estratégica como posible exportador energético hacia Europa [62, 63].

En este contexto, el PNIEC establece objetivos ambiciosos de despliegue, planteando alcanzar aproximadamente entre 11 y 12 GW de capacidad de electrólisis instalada para 2030 [62]. Sin embargo, el desarrollo real del sector continúa todavía en una fase temprana y muy alejada de las cifras objetivo.

Según el Global Hydrogen Review 2025 de la International Energy Agency (IEA), la producción mundial de hidrógeno de bajas emisiones continúa siendo reducida frente al dominio estructural del hidrógeno gris obtenido a partir de combustibles fósiles [17]. Esta situación también se refleja en España, donde la mayor parte de los proyectos identificados por la Asociación Española del Hidrógeno (AeH2) permanecen todavía en fases de diseño, tramitación o validación tecnológica intermedia (TRL 3–6) [21].

Aunque el ecosistema nacional contabiliza cerca de 400 iniciativas relacionadas con hidrógeno renovable, la capacidad realmente operativa en 2025 continúa siendo relativamente limitada, estimándose únicamente entre 100 y 250 MW de electrólisis instalada [65].

Tabla 5. Balance del hidrógeno en España (estimación 2024-2025).
Fuente: Elaboración propia a partir de datos MITECO, IEA y AeH2 [62, 63, 65].

INDICADOR	ESTIMACIÓN ESPAÑA 2024-2025
CONSUMO TOTAL DE H_2 (INDUSTRIAL)	~500.000 - 600.000 t/año
PRODUCCIÓN H2 VERDE (OPERATIVO)	< 10.000 t/año
CUOTA DE H2 VERDE SOBRE EL TOTAL	< 2%
OBJETIVO PNIEC 2030 (CAPACIDAD)	11.000 - 12.000 MW
CAPACIDAD OPERATIVA REAL (2025)	~100 - 250 MW

Entre los proyectos actualmente operativos destaca la planta de Puertollano, desarrollada conjuntamente por Iberdrola y Fertiberia, considerada una de las mayores instalaciones de electrólisis renovable operativas en Europa [66]. El proyecto integra aproximadamente 20 MW de electrólisis destinados principalmente a sustituir parcialmente el consumo de hidrógeno fósil en producción de fertilizantes.

Asimismo, el complejo industrial de Cartagena, impulsado por Repsol y BP, contempla el desarrollo de electrolizadores de una mayor escala orientados a descarbonización de procesos de refino [67]. Aunque estos proyectos representan avances relevantes desde el punto de vista industrial, su capacidad continúa siendo reducida frente al volumen total de hidrógeno fósil actualmente consumido por el sector petroquímico.

Otro ejemplo representativo es la planta de Zona Franca en Barcelona, impulsada por Iberdrola para suministro de hidrógeno renovable a flotas de autobuses urbanos y aplicaciones de movilidad [68].

2.2.5.3 Combustibles sintéticos y amoníaco

Además del almacenamiento directo de hidrógeno, existen diferentes vectores químicos derivados que permiten facilitar su transporte, almacenamiento y utilización en aplicaciones donde el hidrógeno puro presenta limitaciones operativas asociadas a su baja densidad volumétrica y necesidades de compresión [17], [61].

Uno de los principales vectores alternativos es el amoníaco (NH_3), obtenido mediante la combinación de hidrógeno renovable con nitrógeno atmosférico a través del proceso Haber–Bosch. El amoníaco presenta mayores facilidades de licuefacción, transporte y almacenamiento, aprovechando además infraestructuras industriales ya existentes [69].

Otra línea relevante corresponde a los combustibles sintéticos o *e-fuels*, producidos mediante combinación de hidrógeno verde con CO_2 capturado para generar metano sintético, combustibles líquidos o gases renovables compatibles con infraestructuras energéticas actuales [69], [70].

Dentro de estas tecnologías destaca especialmente la metanación, proceso mediante el cual el hidrógeno renovable reacciona con dióxido de carbono para producir metano sintético utilizable en redes de gas natural existentes [69[, [70].

Aunque estos procesos presentan eficiencias termodinámicas inferiores debido a las múltiples etapas de conversión energética, su principal ventaja reside en facilitar la descarbonización de sectores donde la electrificación directa resulta especialmente compleja, incluyendo el transporte marítimo, la aviación, la industria pesada, y determinados procesos térmicos de alta temperatura [70].

2.2.5.5 Limitaciones estructurales

A pesar de su elevado potencial como vector energético de larga duración, el hidrógeno renovable continúa enfrentando importantes limitaciones estructurales que condicionan su despliegue a gran escala.

Uno de los principales desafíos es su baja eficiencia global dentro del ciclo Power-to-Gas-to-Power (P2G2P). Las pérdidas acumuladas durante electrólisis, compresión, almacenamiento y reconversión eléctrica reducen significativamente la eficiencia total del sistema frente a soluciones basadas en electrificación directa o almacenamiento electroquímico [17], [54].

A ello se suma una elevada intensidad de capital asociada tanto a los electrolizadores como a las infraestructuras auxiliares de almacenamiento, transporte y reconversión energética. Actualmente, el denominado *green premium* continúa siendo uno de los principales obstáculos económicos del sector, ya que el coste del hidrógeno verde sigue siendo considerablemente superior al del hidrógeno gris producido a partir de combustibles fósiles [62].

Otra limitación relevante es la falta de infraestructuras específicas de transporte y distribución. España todavía no dispone de una red plenamente desarrollada de hidrogenoductos, lo que obliga en muchos casos a recurrir a transporte por carretera o producción localizada junto al punto de consumo [63].

Asimismo, el desarrollo del sector mantiene una elevada dependencia de mecanismos regulatorios, subvenciones públicas y programas de apoyo institucional, especialmente durante las fases iniciales de implantación industrial [62], [65].

Finalmente, para numerosas aplicaciones energéticas, la electrificación directa mediante baterías o sistemas eléctricos convencionales continúa siendo actualmente una solución técnica y económicamente más eficiente que la conversión intermedia a hidrógeno, especialmente en usos de corta duración o almacenamiento diario [17], [70].

2.2.6. Tecnologías emergentes

Además de las tecnologías actualmente dominantes, existen diversas soluciones emergentes orientadas a aplicaciones específicas de almacenamiento energético, muchas de ellas todavía en fases intermedias de desarrollo tecnológico.

2.2.6.1 CAES y LAES

Las tecnologías CAES (Compressed Air Energy Storage) y LAES (Liquid Air Energy Storage) constituyen soluciones de almacenamiento mecánico orientadas principalmente a aplicaciones de media y larga duración (LDES). Ambas tecnologías utilizan el aire como medio de almacenamiento energético, aunque mediante procesos termodinámicos diferentes.

El almacenamiento por aire comprimido (CAES) se basa en utilizar excedentes eléctricos para comprimir aire atmosférico mediante compresores rotativos y almacenarlo posteriormente a alta presión, generalmente en cavidades subterráneas o formaciones geológicas estancas [71]. Cuando se requiere generación eléctrica, el aire almacenado se libera y expande a través de turbinas, produciendo electricidad.

El ciclo operativo puede dividirse en tres etapas: compresión, almacenamiento y expansión. Los sistemas CAES tradicionales o diabáticos (D-CAES) requieren combustión de gas natural para recalentar el aire antes de la expansión, mientras que las configuraciones adiabáticas (A-CAES) almacenan el calor generado durante la compresión mediante sistemas térmicos auxiliares, eliminando parcialmente el uso de combustibles fósiles y mejorando la eficiencia global del sistema [72].

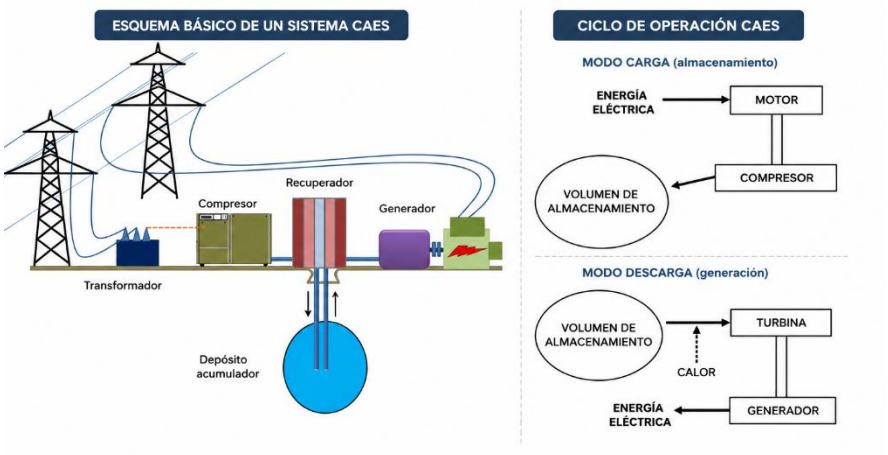


Ilustración 11. Esquema básico de la tecnología CAES: componentes principales (izquierda) y ciclo de operación en modos carga y descarga (derecha).
Fuente: elaboración adaptada de [73]

Esta tecnología presenta ventajas relevantes para almacenamiento de gran escala, incluyendo elevada capacidad energética y costes relativamente bajos por MWh almacenado. Pero su despliegue depende fuertemente de la disponibilidad de cavidades geológicas adecuadas, especialmente domos salinos o formaciones subterráneas estancas [71].

En el caso español, distintos estudios identifican un potencial geológico significativo para aplicaciones CAES, particularmente asociado a formaciones salinas y cavidades subterráneas presentes en regiones del norte y sur peninsular [71]. Además del potencial geológico convencional, España presenta condiciones especialmente favorables para el desarrollo de soluciones CAES y LAES en sistemas eléctricos insulares y zonas con limitada capacidad de interconexión. En este contexto, el proyecto PUSH-CCC desarrollado en Canarias investiga la integración de almacenamiento por aire comprimido con generación eólica para reducir la dependencia de centrales térmicas fósiles de respaldo y mejorar la estabilidad de red en sistemas aislados [74].

Asimismo, comienzan a explorarse soluciones de almacenamiento submarino como el proyecto REMORA, basado en depósitos presurizados instalados en el lecho marino y estabilizados mediante presión hidrostática. Este tipo de configuraciones podría resultar especialmente interesante para aplicaciones futuras en áreas costeras atlánticas y mediterráneas [75].

Por su parte, la tecnología LAES o almacenamiento criogénico utiliza electricidad excedentaria para licuar aire atmosférico mediante ciclos de refrigeración a temperaturas cercanas a −196 °C [64]. El aire líquido se almacena posteriormente en depósitos aislados de baja presión y, durante la descarga, se calienta y expande rápidamente para accionar turbinas de generación eléctrica. A diferencia del CAES convencional, el LAES no depende de condiciones geológicas específicas, permitiendo una mayor flexibilidad de ubicación e integración próxima a centros industriales o nudos eléctricos congestionados [64].

Actualmente, compañías como Highview Power lideran el despliegue comercial de sistemas LAES en Reino Unido, especialmente asociados a integración eólica marina y almacenamiento de larga duración [76], [77]. En España, estas tecnologías mantienen todavía un carácter principalmente experimental y prospectivo [78].

2.2.6.2 Tecnologías gravitacionales (GESS)

El almacenamiento gravitacional (Gravitational Energy Storage Systems, GESS) constituye una tecnología mecánica emergente que se basa en el aprovechamiento de la energía potencial gravitatoria mediante el desplazamiento vertical de masas [79], [80]. Su principio de funcionamiento es conceptualmente similar al bombeo hidráulico reversible, aunque sustituyendo el agua por materiales sólidos como bloques de hormigón, arena o pesos metálicos.

Durante el proceso de carga, el excedente de energía eléctrica alimenta motores que elevan una masa desde un nivel inferior hasta una posición elevada, almacenando energía potencial

gravitatoria. Posteriormente, durante la descarga, el descenso controlado de la masa acciona generadores eléctricos que reconvierten dicha energía potencial en electricidad.

La energía teórica almacenada (E_p) se define por la siguiente ecuación [80]:

$$E_{p=} m * g * h$$

donde:

- (m) corresponde a la masa desplazada;
- (g) a la aceleración gravitatoria;
- y (h) a la altura vertical alcanzada.

Estos sistemas presentan una degradación prácticamente nula asociada a ciclos de carga y descarga, permitiendo vidas útiles superiores a 30–35 años con necesidades de mantenimiento principalmente mecánicas [80].

Actualmente, las principales líneas tecnológicas se orientan hacia dos configuraciones:

- sistemas modulares superficiales basados en elevación automatizada de bloques.
- aprovechamiento de infraestructuras verticales existentes como pozos mineros abandonados [80], [84].

Entre los desarrollos más relevantes destaca la tecnología EVx de Energy Vault, cuya primera instalación comercial a gran escala comenzó operación en Rudong (China) en 2024, con aproximadamente 25 MW de potencia y 100 MWh de capacidad [82], [83]. Paralelamente, empresas como Gravitricity investigan el uso de minas subterráneas para implementar sistemas gravitacionales mediante grandes masas suspendidas y cabrestantes verticales [84].

En el contexto español, esta tecnología presenta un interés potencial especialmente asociado a la reutilización de antiguas infraestructuras mineras clausuradas, particularmente en regiones como Asturias y León, donde existen numerosos pozos verticales profundos que podrían adaptarse para almacenamiento gravitacional con menores necesidades de obra civil.

Además, diferentes investigaciones exploran nuevas variantes basadas en partículas densas, transporte neumático de materiales o integración arquitectónica en edificios e infraestructuras urbanas, aunque actualmente la mayoría de estas soluciones continúan en fases tempranas de desarrollo y validación tecnológica [80].

En consecuencia, pese a su interés conceptual y elevada durabilidad mecánica, el almacenamiento gravitacional continúa siendo una tecnología emergente con despliegue comercial todavía muy limitado frente a soluciones más consolidadas como PHES o BESS.

2.2.6.3 Volantes de inercia y supercondensadores

Los sistemas de almacenamiento mediante volantes de inercia (Flywheel Energy Storage Systems, FESS) y supercondensadores representan tecnologías especializadas orientadas principalmente a aplicaciones de alta potencia y respuesta ultrarrápida, más que al almacenamiento energético de larga duración [15, 85].

Los volantes de inercia almacenan energía en forma de energía cinética rotacional mediante un rotor que gira a muy alta velocidad dentro de cámaras de vacío y cojinetes magnéticos para minimizar pérdidas mecánicas [86]. Durante la carga, un motor eléctrico acelera el rotor, mientras que durante la descarga la energía cinética acumulada acciona el generador eléctrico.

La energía almacenada puede expresarse mediante:

$$E = \frac{1}{2} I \omega^2$$

donde:

- corresponde al momento de inercia;
- y ω a la velocidad angular.

Estas tecnologías destacan por su elevada potencia específica, tiempos de respuesta prácticamente instantáneos y una vida útil extremadamente elevada, superando habitualmente los 100.000 ciclos sin degradación apreciable [87].

Actualmente, los FESS se utilizan principalmente para regulación rápida de frecuencia, estabilización de red, microrredes, transporte electrificado y sistemas eléctricos con baja inercia natural. Con estas características, distintas investigaciones desarrolladas en Canarias analizan su potencial para reforzar la estabilidad dinámica de sistemas insulares.

Por su parte, los supercondensadores o ultracondensadores almacenan energía de forma electrostática mediante la acumulación de cargas en la interfaz entre electrodos y electrolitos [85]. Su funcionamiento se basa en el principio de doble capa eléctrica, permitiendo cargas y descargas extremadamente rápidas con eficiencias superiores al 95%, y vidas útiles superiores al millón de ciclos [85].

La capacidad eléctrica puede expresarse mediante:

$$C = \epsilon \frac{A}{d}$$

donde:

- (ϵ) representa la permitividad
- (A) el área superficial de los electrodos
- y (d) la distancia entre capas de carga.

Gracias al uso de materiales nanoporosos basados en carbono activo, los supercondensadores modernos alcanzan capacitancias significativamente superiores a las de condensadores convencionales [85].

Sin embargo, tanto FESS como supercondensadores presentan limitaciones importantes asociadas a su baja densidad energética, lo que restringe su aplicación como soluciones de almacenamiento masivo o multidiario.

En consecuencia, su principal potencial dentro del sistema eléctrico español se orienta hacia arquitecturas híbridas donde complementen a tecnologías electroquímicas convencionales. Particularmente, su integración junto a baterías Li-ion puede absorber fluctuaciones rápidas de potencia, reducir estrés operativo y mejorar la estabilidad de red en entornos con elevada penetración renovable [85].

2.2.6.4 SMES y baterías experimentales

El almacenamiento magnético por superconducción (SMES, Superconducting Magnetic Energy Storage) constituye una de las tecnologías de almacenamiento eléctrico más avanzadas desde el punto de vista físico. Su funcionamiento se basa en almacenar energía directamente en forma de campo magnético mediante una corriente continua que circula por una bobina superconductora mantenida a temperaturas criogénicas [88, 89].

La energía almacenada puede expresarse mediante:

$$E = \frac{1}{2} L I^2$$

donde:

- (L) representa la inductancia;

- e (I) la intensidad de corriente.

Debido a la ausencia de resistencia eléctrica en materiales superconductores, los sistemas SMES alcanzan eficiencias superiores al 95–98% y tiempos de respuesta prácticamente instantáneos. Por ello, sus principales aplicaciones potenciales se orientan hacia la estabilización de red, el control de calidad de onda, la compensación de transitorios, y microrredes críticas. Pero su alta complejidad criogénica, el elevado coste de los superconductores y la densidad energética reducida limitan su despliegue comercial a gran escala [88, 89].

En Europa, proyectos como POSEIDON investigan la integración de tecnologías SMES, volantes de inercia y supercondensadores en sistemas energéticos marítimos de respuesta ultrarrápida, contando con participación de entidades españolas como el Centro Tecnológico Naval y del Mar (CTN) [90].

Además de esta tecnología, diversas baterías electroquímicas se encuentran en fase experimental con el objetivo de superar algunas limitaciones estructurales de las baterías Li-ion convencionales.

Entre ellas destacan las baterías de estado sólido (SSB), que sustituyen el electrolito líquido inflamable por materiales sólidos cerámicos o poliméricos [91]. Esta arquitectura permite mejorar la seguridad térmica y aumentar potencialmente la densidad energética, aunque presenta desafíos significativos asociados a costes de fabricación y resistencia de interfaz entre materiales.

Otras tecnologías emergentes como las baterías de calcio buscan reemplazar el litio por materiales más abundantes y económicos, mientras que las baterías de azufre (Li-S) pretenden incrementar significativamente la densidad energética utilizando materiales de bajo coste y elevada disponibilidad [92], [93].

Pese al creciente interés y a los avances recientes en proyectos piloto e investigación aplicada, la mayoría de estas tecnologías continúan actualmente en fases precomerciales o de validación industrial, con niveles TRL inferiores a las soluciones electroquímicas ya consolidadas y por lo tanto, su impacto sobre el sistema eléctrico español seguirá previsiblemente condicionado durante los próximos años por sus costes de escalado, la baja madurez industrial, y validación operativa a gran escala.

2.3. Parámetros técnico-operativos de comparación ESS

La comparación entre tecnologías de almacenamiento energético requiere un enfoque con diversos criterios, ya que cada sistema presenta características técnicas y operativas diferentes según el servicio eléctrico que deba proporcionar. Parámetros como la eficiencia, la vida útil, la densidad energética o el coste pueden variar significativamente en función de la escala temporal de almacenamiento, la potencia requerida y las condiciones de operación.

Además, muchas tecnologías ESS están diseñadas para aplicaciones completamente distintas, mientras algunas priorizan respuesta ultrarrápida y estabilidad de red, otras se orientan al almacenamiento de larga duración o al respaldo estructural del sistema eléctrico.

Por ello, estas métricas deben interpretarse dentro del contexto específico de cada tecnología, evitando comparaciones simplificadas basadas únicamente en indicadores aislados.

2.3.1. Eficiencia de ciclo completo (RTE)

La eficiencia de ciclo completo o *Round Trip Efficiency* (RTE), representa la relación entre la energía recuperada durante la descarga y la energía consumida durante la carga de un sistema de almacenamiento energético.

$$RTE = \frac{E_{descarga}}{E_{carga}} x100$$

Donde:

- $E_{descarga}$corresponde a la energía efectivamente entregada por el sistema durante la descarga.
- E_{carga}representa la energía total requerida para cargar el sistema.

Esta métrica permite cuantificar las pérdidas energéticas asociadas al ciclo completo de almacenamiento y recuperación de energía. Una mayor eficiencia de ciclo completo implica menores pérdidas energéticas, mayor competitividad económica, y menor necesidad de generación adicional para compensar pérdidas del sistema. Sin embargo, la eficiencia depende directamente del principio físico de funcionamiento de cada tecnología [9], [94].

En baterías electroquímicas, las pérdidas se asocian principalmente a resistencias internas y procesos electroquímicos, mientras que en tecnologías mecánicas como PHES o CAES

predominan pérdidas hidráulicas, térmicas o de compresión-expansión. En sistemas basados en hidrógeno, las pérdidas se acumulan a lo largo de toda la cadena Power-to-Gas-to-Power (P2G2P), incluyendo electrólisis, almacenamiento y reconversión eléctrica [9], [94].

Los resultados comparativos obtenidos muestran diferencias significativas entre tecnologías. Las baterías Li-ion presentan actualmente algunas de las mayores eficiencias comerciales, normalmente 90-97% a nivel de celda para químicas LFP, y 88-96% para NMC [95]. A nivel de sistema, incluyendo electrónica de gestión (BMS), conversión DC/AC y gestión térmica, la RTE se sitúa típicamente entre 88 y 94%, debido a sus reducidas pérdidas internas y elevada eficiencia electrónica [95], [96]. Las baterías de flujo muestran valores algo inferiores por el consumo auxiliar asociado a bombas y circulación de electrolitos. Los sistemas VRB (vanadio redox) alcanzan 65-80% a nivel de sistema completo, mientras que los sistemas ZnBr se sitúan en 60-75% [97].

Por su parte, el almacenamiento hidráulico por bombeo (PHES) se sitúa entre 70 % y 85 %, combinando eficiencias moderadas con elevada vida útil, gran capacidad energética y muy baja degradación [9], [94]. Los sistemas CAES muestran una fuerte dependencia de la configuración, los sistemas diabáticos convencionales presentan RTE de 42-55% al no recuperar el calor de compresión, mientras que los diseños adiabáticos avanzados (A-CAES) pueden alcanzar 60-70% mediante recuperación térmica. [9], [98].

Las cadenas basadas en hidrógeno verde presentan actualmente algunas de las menores eficiencias globales del sector ESS, generalmente entre 28 % y 45 %, debido a la acumulación de pérdidas en múltiples etapas de conversión energética [61],]99].

Finalmente, tecnologías como supercondensadores, SMES o volantes de inercia alcanzan eficiencias muy elevadas. Los supercondensadores EDLC presentan una RTE de 85-98%, siendo una de las tecnologías de mayor eficiencia de ciclo del sector ESS junto con los SMES, que presentan RTE del dispositivo superconductor de 95-98%, reduciéndose a 85-92% a nivel de sistema al incluir las pérdidas del sistema de refrigeración criogénica necesario para mantener el estado superconductor [100] – [102].

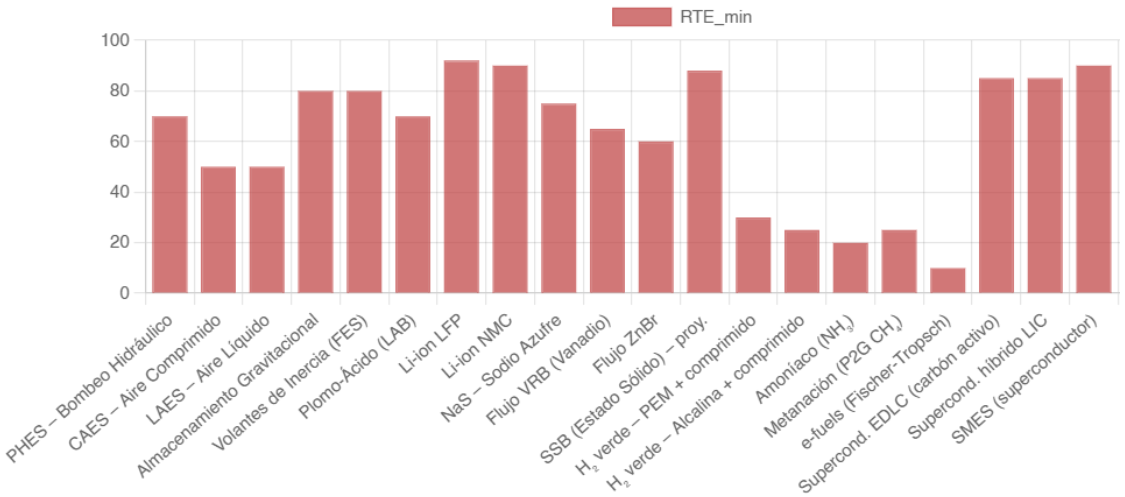


Ilustración 12. Comparativa de eficiencia de ciclo completo (Round-Trip Efficiency, RTE) entre tecnologías ESS.
Fuente: elaboración propia a partir de literatura técnica y datos recopilados en el modelo comparativo.

2.3.2. Densidad energética y de potencia

La densidad de energía y la densidad de potencia permiten evaluar la capacidad de una tecnología ESS para almacenar energía, suministrar potencia, optimizar el espacio requerido, y adaptarse a diferentes aplicaciones dentro del sistema eléctrico. Mientras la densidad energética mide la cantidad de energía que una tecnología puede almacenar, la densidad de potencia representa la rapidez con la que dicha energía puede suministrarse al sistema eléctrico [9].

La densidad energética puede expresarse tanto en términos gravimétricos como volumétricos:

Densidad energética gravimétrica

$$\rho_E = \frac{E}{m}$$

Donde:

- Ees la energía almacenada.
- $m$es la masa del sistema.

Se expresa habitualmente en Wh/kg.

Densidad energética volumétrica

$$\rho_{E,v} = \frac{E}{V}$$

Donde:

- V corresponde al volumen ocupado.

Se expresa normalmente en Wh/L o kWh/m³.

Por su parte, la densidad de potencia representa la capacidad de entrega instantánea de potencia:

Densidad de potencia gravimétrica

$$\rho_P = \frac{P}{m}$$

Se expresa en W/kg o kW/kg.

Densidad de potencia volumétrica

$$\rho_{P,v} = \frac{P}{V}$$

Se expresa en W/L, o kW/m³.

En almacenamiento energético existe habitualmente una relación inversa entre ambas variables: las tecnologías optimizadas para almacenar grandes cantidades de energía suelen presentar menores capacidades de descarga instantánea, mientras que los sistemas diseñados para alta potencia normalmente almacenan cantidades reducidas de energía [9]. Esta relación se representa frecuentemente mediante diagramas tipo Ragone Plot utilizados en literatura científica para comparar tecnologías ESS.

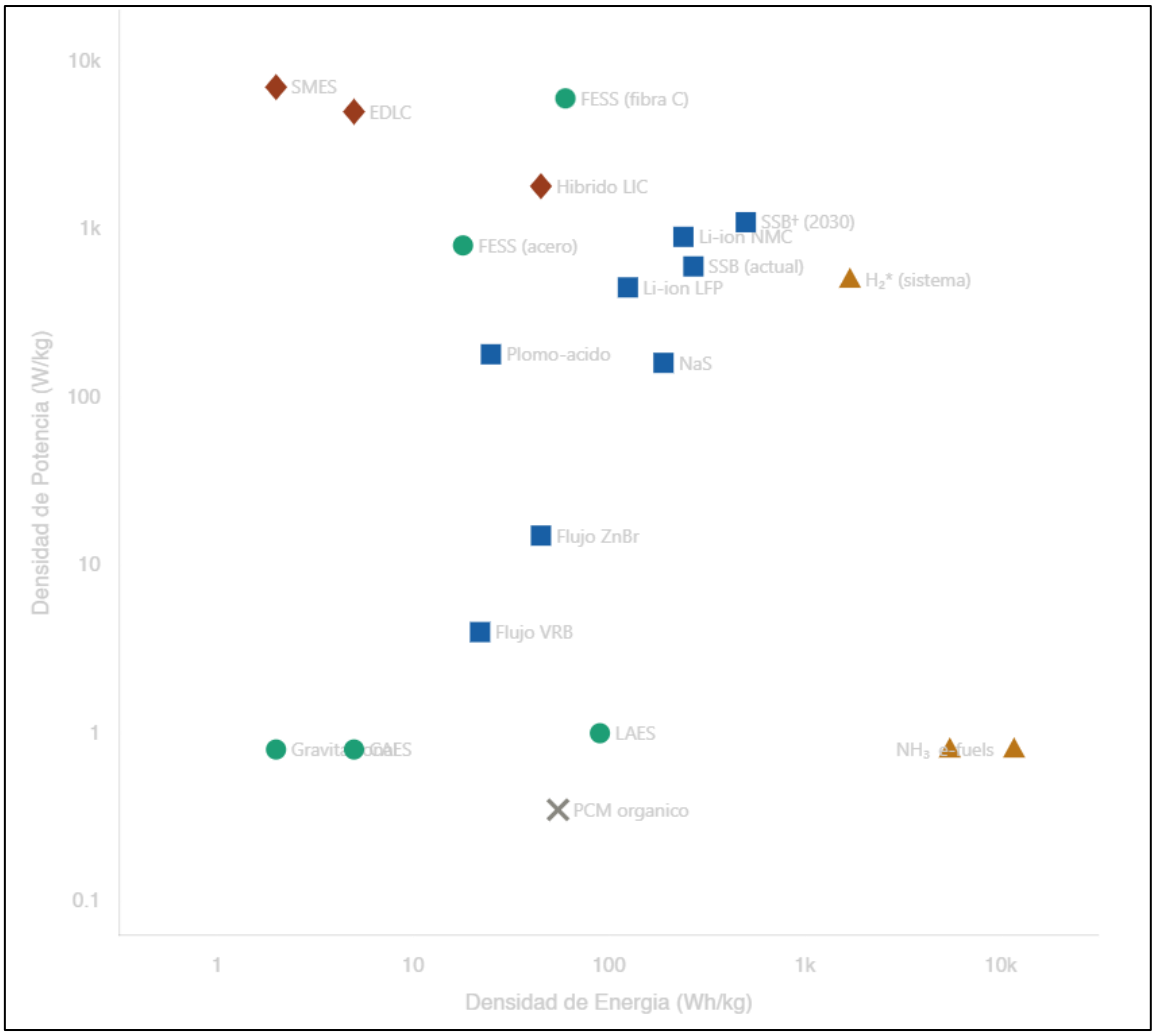


Ilustración 13. Diagrama de Ragone comparativo para tecnologías de almacenamiento energético (ESS). Fuente: elaboración propia a partir de literatura técnica especializada.

Las baterías Li-ion presentan densidades energéticas típicas a nivel de celda comprendidas entre aproximadamente 90 y 280 Wh/kg, variando según la química empleada (LFP, NMC, NCA, LTO). [95]. Las químicas LFP suelen situarse aproximadamente entre 90–160 Wh/kg, mientras que configuraciones NMC avanzadas alcanzan 200-280 Wh/kg a nivel de celda, con densidades de potencia de 500-1500 W/kg. [95]

Por el contrario, las baterías de flujo presentan densidades energéticas considerablemente menores. Los sistemas VRB alcanzan 15-30 Wh/kg y 1-10 W/kg a nivel de sistema completo, mientras que los sistemas ZnBr pueden llegar a 30-65 Wh/kg con densidades de potencia de 10-25 W/kg [97].

Las tecnologías mecánicas como PHES o CAES muestran densidades energéticas muy reducidas a nivel de sistema, normalmente inferiores a 1–6 Wh/kg, aunque permiten almacenar grandes cantidades absolutas de energía durante largos periodos [94]. Los sistemas LAES se sitúan

habitualmente en rangos cercanos a 60–200 Wh/kg, dependiendo de la configuración criogénica empleada [103].

En el caso del hidrógeno, el vector H_2 posee una densidad energética gravimétrica extremadamente elevada (~33 kWh/kg, LHV), aunque su densidad volumétrica permanece por debajo de 3 kWh/m³ en condiciones ambientales, lo que obliga a recurrir a procesos de compresión, licuefacción o síntesis química [61]. El amoniaco sintético verde presenta una densidad energética gravimétrica de 5.200-5.800 Wh/kg (LHV) y volumétrica de 3.500-4.300 Wh/L en estado líquido [104]. Esto facilita su almacenamiento y transporte marítimo a gran escala con infraestructura análoga a la del GLP.

Por su parte, tecnologías como supercondensadores, SMES o volantes de inercia presentan densidades energéticas relativamente bajas, normalmente inferiores a 1–20 Wh/kg, aunque alcanzan densidades de potencia extremadamente elevadas, frecuentemente superiores a 5.000–10.000 W/kg, junto con tiempos de respuesta del orden de milisegundos [102].

2.3.3. Vida útil y degradación[3]

La degradación constituye uno de los principales factores diferenciadores entre tecnologías de almacenamiento energético. Mientras algunas soluciones presentan pérdidas progresivas de capacidad y eficiencia tras miles de ciclos operativos, otras pueden mantener prestaciones relativamente estables durante décadas mediante mantenimiento electromecánico.

La vida útil de un sistema ESS suele evaluarse mediante dos métricas principales:

- vida calendario
- número de ciclos operativos antes de alcanzar el final de vida útil (EOL)

Generalmente, el EOL se establece cuando la capacidad útil desciende aproximadamente por debajo del 70–80 % de la capacidad nominal inicial [9]. Es importante distinguir el nivel de referencia de los datos de vida útil, los valores de componente (p.ej., celda electroquímica o rotor) son normalmente superiores a los de sistema completo (incluyendo electrónica de gestión, estructura mecánica e infraestructura auxiliar).

[3] Los valores representados corresponden a vidas calendario típicas aproximadas a nivel system-level recopiladas de literatura. La vida útil real depende significativamente de las condiciones operativas, profundidad de descarga, temperatura, mantenimiento y configuración específica de cada sistema.

Las baterías Li-ion tienen diferencias significativas de durabilidad según la química del cátodo. Las configuraciones LFP presentan vidas calendario típicas de aproximadamente 12–20 años y 3.000-10.000 ciclos hasta EOL [95]. Las configuraciones NMC presentan vidas de 8-15 años y 1.000-4.000 ciclos, con mayor sensibilidad a la temperatura y mayor ritmo de degradación [95].

Por su parte, las baterías de flujo VRFB alcanzan habitualmente vidas útiles cercanas a 20 años junto con elevadas capacidades de ciclado (>10.000 ciclos), debido a la estabilidad química del electrolito y a la separación entre almacenamiento energético y conversión electroquímica [97].

Las tecnologías mecánicas presentan generalmente las mayores vidas útiles del sector ESS. Las instalaciones PHES pueden operar durante 40–80 años mediante mantenimiento y modernización progresiva de equipos hidráulicos y electromecánicos [9]. Los sistemas LAES y GESS proyectan vidas de 20-30 años y 30-50 años respectivamente basándose en la durabilidad de sus componentes mecánicos principales, pero carecen aun de datos comerciales verificados suficientes para validar estas estimaciones [104].

En tecnologías químicas basadas en hidrógeno, el almacenamiento del vector energético puede mantenerse durante largos periodos con pérdidas limitadas, aunque los electrolizadores PEM y las pilas de combustible sí presentan degradación progresiva asociada a fatiga térmica, degradación catalítica y corrosión de membranas [61], [64].

Por su parte, tecnologías como supercondensadores o SMES destacan por su enorme ciclabilidad y reducida degradación, alcanzando frecuentemente cientos de miles o incluso millones de ciclos operativos [85], [90], [91]. Sin embargo, sus limitaciones de capacidad energética restringen actualmente su despliegue como soluciones de almacenamiento masivo.

La degradación depende además de múltiples factores operativos y ambientales. Variables como la temperatura, la profundidad de descarga (DoD), la velocidad de carga o el estrés térmico influyen directamente sobre la durabilidad real de los sistemas, especialmente en tecnologías electroquímicas [29], [34], [36].

En consecuencia, la vida útil debe interpretarse como una variable crítica dentro del análisis técnico-económico de los sistemas ESS, ya que condiciona simultáneamente el rendimiento operativo, la frecuencia de reemplazo y el coste nivelado del almacenamiento (LCOS).

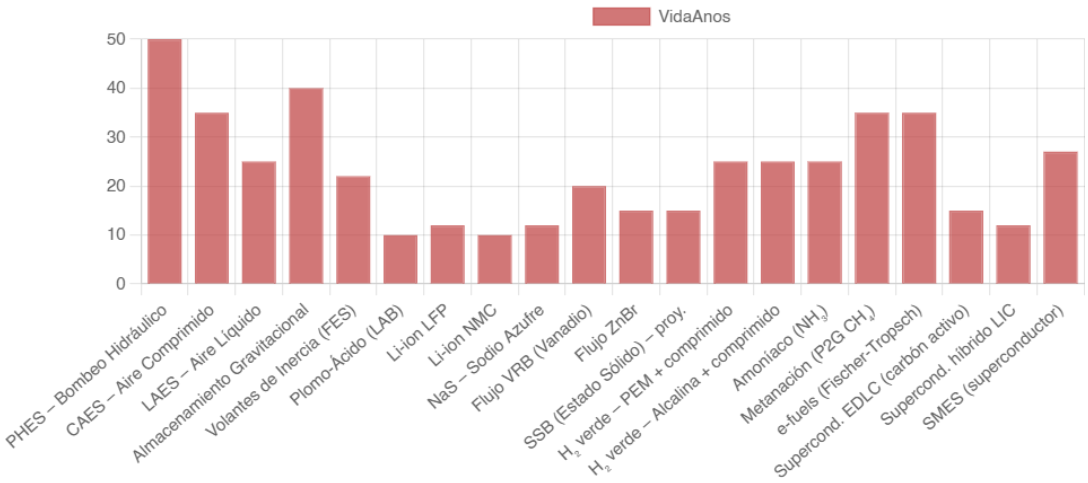


Ilustración 14. Vida calendario típica aproximada por tecnología de almacenamiento energético. Fuente: elaboración propia a partir literatura técnica especializada.

2.3.4. Tiempo de respuesta y flexibilidad operativa

El tiempo de respuesta representa el intervalo necesario para que un sistema ESS comience a suministrar potencia tras recibir una señal de activación, mientras que la rampa de potencia mide la velocidad con la que puede incrementar o reducir dicha potencia.

Ambas variables condicionan directamente la capacidad de regulación, la prestación de servicios auxiliares, la estabilidad de frecuencia, el control de tensión, y la resiliencia operativa del sistema eléctrico.

Las tecnologías con tiempos de respuesta ultrarrápidos resultan especialmente útiles para la regulación primaria de frecuencia, estabilidad instantánea, control dinámico, y servicios de calidad de red. Una elevada rampa de potencia permite absorber fluctuaciones rápidas, responder ante perturbaciones, y estabilizar el sistema eléctrico prácticamente en tiempo real.

Las diferencias entre tecnologías son muy significativas. Supercondensadores, SMES y volantes de inercia presentan tiempos de respuesta del orden de microsegundos o milisegundos junto con elevadas densidades de potencia, lo que los hace especialmente adecuados para regulación instantánea de frecuencia y estabilización dinámica de red [101], [102].

Las baterías Li-ion también muestran respuestas muy rápidas, generalmente inferiores a un segundo gracias a la electrónica de potencia avanzada [95]. Esta capacidad constituye uno de los principales factores que explican su expansión en servicios auxiliares y soporte renovable.

Por el contrario, tecnologías como PHES o CAES presentan tiempos de respuesta superiores, normalmente de segundos o minutos debido a limitaciones hidráulicas, térmicas y electromecánicas [94]. En el caso del hidrógeno, los sistemas Power-to-Power presentan respuestas aún más lentas debido a los procesos de electrólisis, compresión y reconversión energética [99].

En consecuencia, las tecnologías eléctricas y electroquímicas dominan las aplicaciones donde la rapidez y la flexibilidad operativa resultan prioritarias, mientras que soluciones como PHES, CAES o hidrógeno se orientan principalmente hacia almacenamiento energético de larga duración.

2.3.5. Madurez tecnológica (TRL)

La madurez tecnológica constituye uno de los factores más relevantes dentro de la comparación entre tecnologías ESS, ya que condiciona directamente su viabilidad comercial, acceso a financiación, riesgo tecnológico y velocidad de despliegue industrial. Como se explicó anteriormente, el nivel TRL permite evaluar el grado de desarrollo y validación operativa de cada tecnología.

Tecnologías como PHES, baterías Li-ion, plomo-ácido, NaS o almacenamiento térmico mediante sales fundidas presentan actualmente niveles TRL 9, correspondientes a soluciones plenamente comercializadas y ampliamente desplegadas [21].

Por el contrario, tecnologías como CAES avanzado, LAES, baterías Zn-Br, PCM avanzados o determinados sistemas basados en hidrógeno continúan en fases intermedias de escalado industrial y validación comercial, normalmente entre TRL 6 y TRL 8 [21].

Finalmente, tecnologías emergentes como almacenamiento gravitacional avanzado, baterías de estado sólido a gran escala, SMES o determinados combustibles sintéticos todavía presentan importantes desafíos relacionados con costes, escalabilidad o despliegue comercial masivo.

En consecuencia, tecnologías con prestaciones técnicas prometedoras no necesariamente resultan competitivas a corto plazo si todavía presentan bajos niveles de madurez comercial.

2.4. Parámetros económicos

La evaluación económica constituye uno de los principales criterios de comparación entre tecnologías ESS, ya que condiciona su viabilidad comercial, escalabilidad y competitividad dentro del sistema eléctrico. Los costes se dividen principalmente en CAPEX (inversión inicial) y OPEX

(costes de operación y mantenimiento durante la vida útil). Es necesario distinguir entre costes asociados a potencia instalada (€/kW) y costes asociados a capacidad energética (€/kWh), ya que tecnologías con distintas duraciones de almacenamiento no son directamente comparables en una sola métrica [18].

Una segunda distinción critica afecta al almacenamiento térmico (TES), dado que sus costes se expresan habitualmente en €/kWh térmico (€/kWh_th), mientras que las tecnologías eléctricas se expresan en €/kWh eléctrico ($/kWh_e). Comparar directamente ambas magnitudes sin conversión por la eficiencia del ciclo termoeléctrico (~38-42% para CSP) sobreestima significativamente el coste del TES en una comparativa eléctrica.

2.4.1. CAPEX y OPEX

El CAPEX incluye los costes asociados a equipos principales, electrónica de potencia, obra civil, sistemas auxiliares, conexión a red, ingeniería e integración del sistema.

Las baterias Li-ion presentan actualmente CAPEX de sistema de 160–250 $/kWh para química LFP y 200-320 $/kWh para NMC en aplicaciones de 4 horas de duración [29, 95]. La fuerte reducción experimentada durante los últimos años se debe principalmente a economías de escala asociadas y reducción de los precios del litio. Las baterías de flujo VRFB presentan una característica económica diferencial, dado que su CAPEX energético (€/kWh) disminuye con la duración del almacenamiento, ya que el coste del electrolito de vanadio se amortiza sobre un mayor número de kWh almacenados [97].

El bombeo hidráulico reversible (PHES) presenta uno de los mayores CAPEX iniciales debido a la necesidad de grandes infraestructuras hidráulicas y obra civil, aunque sus costes energéticos equivalentes suelen situarse aproximadamente entre 50–250 $/kWh dependiendo de la topografía y duración del almacenamiento. Los sistemas CAES muestran costes relativamente variables según la configuración geológica y tecnológica. Los valores reportados para sistemas avanzados suelen situarse entre 40–150 $/kWh, mientras que tecnologías LAES presentan actualmente valores superiores debido a la complejidad criogénica y menor madurez comercial [18].

Por su parte, las cadenas Power-to-Hydrogen-to-Power presentan actualmente algunos de los costes más elevados del sector (500-3.000 $/kWh o más), debido a la combinación de electrólisis, compresión, almacenamiento y reconversión eléctrica [18].

Tecnologías orientadas principalmente a servicios de potencia rápida, como flywheels, supercondensadores o SMES, presentan costes energéticos muy elevados (1.000-10.000 $/kWh) debido a su reducida duración de almacenamiento, aunque resultan altamente competitivas en aplicaciones de respuesta ultrarrápida y calidad de red [101], [102].

El OPEX engloba los costes asociados a operación, mantenimiento, consumos auxiliares, refrigeración, reemplazo de componentes y gestión del sistema durante su vida útil [18].

Las tecnologías electroquímicas presentan generalmente costes operativos moderados, aunque la degradación progresiva puede incrementar significativamente los costes de reemplazo a largo plazo. En el caso de las baterías Li-ion, los sistemas HVAC y la sustitución parcial de módulos representan una parte relevante del coste operativo total [18], [95].

El PHES presenta algunos de los menores OPEX relativos del sector gracias a su elevada robustez mecánica y larga vida útil. Por el contrario, sistemas CAES, LAES o hidrógeno requieren mayores consumos auxiliares y mantenimiento más especializado debido a compresión, sistemas térmicos o procesos criogénicos [18].

En consecuencia, tecnologías con CAPEX elevados pueden seguir siendo económicamente competitivas si presentan baja degradación, larga vida útil y costes operativos reducidos. Por ello, la evaluación económica de los sistemas ESS debe interpretarse juntamente con otros parámetros técnico-operativos como eficiencia, ciclabilidad y duración del almacenamiento.

2.4.2. Coste nivelado del almacenamiento (LCOS)

El coste nivelado del almacenamiento (Levelized Cost of Storage, LCOS) constituye una herramienta de comparación de tecnologías de almacenamiento que permite integrar en una única métrica el CAPEX, el OPEX, la degradación, los reemplazos de componentes, la eficiencia energética, el número de ciclos, la vida útil y el coste de capital. A diferencia del CAPEX, que solo refleja la inversión inicial, el LCOS representa el coste medio descontado de almacenar y suministrar una unidad de energía a lo largo de toda la vida útil del sistema [105].

La expresión del LCOS adoptada generalmente viene definida por:

$$LCOS = \frac{\sum_{t=0}^{n} \frac{CAPEX_t + OPEX_t + Replacement_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^{n} \frac{E_{discharged,t}}{(1+r)^t}}$$

Donde:

- $CAPEX_t$ corresponde a costes de inversión.
- $OPEX_t$ representa costes operativos.
- $Replacement_t$ incluye reemplazos.
- $E_{discharged,t}$ representa energía suministrada.
- r es la tasa de descuento.
- n corresponde a la vida útil del sistema.

Las baterías Li-ion LFP presentan actualmente uno de los LCOS más competitivos para almacenamiento de corta duración con 80-180 $/MWh para sistemas a gran escala con 250-365 ciclos anuales [105], [106], debido a la fuerte reducción de CAPEX experimentada en 2022-2024 y su alta RTE.

El PHES mantiene ventajas estructurales en aplicaciones de larga duracion (8-24 horas) y bajo número de ciclos anuales (50-200), con LCOS de 50-250 $/MWh dependiendo de la topografía y del WACC [104], [105].

Las baterías de flujo VRFB presentan un comportamiento económico en el que su LCOS mejora con la duración del almacenamiento (80-200 $/MWh para 8-12 horas), pudiendo competir con Li-ion en aplicaciones de larga duración [104], [105].

El hidrogeno verde presenta LCOS muy elevados para ciclo diario (300-1.500 $/MWh), lo que lo hace actualmente no competitivo frente a baterías o PHES en aplicaciones de corta y media duración. Sin embargo, el H2 es la única tecnología con capacidad de almacenamiento estacional a gran escala. Para esta aplicación especifica, donde alternativas como Li-ion o PHES no existen o son excesivamente caras, el LCOS del H2 estacional se sitúa en 150-400 $/MWh. [104]

Las tecnologías de alta potencia, FESS, EDLC, SMES, presentan LCOS ($/MWh) muy elevados (300-2.000+ $/MWh) por su muy corta duración de almacenamiento. Sin embargo, en el coste por unidad de potencia ($/kW) pueden ser altamente competitivas para servicios de regulación de frecuencia, calidad de red y estabilización dinámica [104], [106].

Aunque esta métrica constituye una herramienta fundamental en el análisis económico de los ESS, presenta limitaciones relevantes que deben tenerse en cuenta al interpretar los resultados debido a [104]:

- Dependencia del perfil operativo. El LCOS depende fuertemente de la utilización del sistema, el número de ciclos anuales y la estrategia de operación.

- Algunas tecnologías aportan servicios que el LCOS no captura completamente
- Una tecnología capaz de prestar múltiples servicios simultáneamente tiene un valor de superior a la suma de sus LCOS individuales por servicio.
- Las tecnologías de almacenamiento estacional (H2, amoniaco, e-fuels) no son directamente comparables en LCOS con tecnologías de ciclo diario (Li-ion, PHES) al estar diseñadas para resolver problemas energéticos de distinta escala temporal

El análisis del LCOS confirma que no existe una tecnología universalmente dominante desde el punto de vista económico, y por lo tanto la competitividad relativa depende del caso de uso, la duración del almacenamiento, el número de ciclos anuales y el entorno de financiación.

La evaluación económica de los sistemas ESS debe abordarse desde una perspectiva integrada y multicriterio que combine LCOS con otros parámetros técnicos y operativos, como son la eficiencia, degradación, vida útil, tiempo de respuesta, madurez tecnológica y capacidad de prestación de servicios auxiliares.

Capítulo 3. Marco metodológico y herramientas de análisis

3.1. Planteamiento metodológico inicial

El aumento de la digitalización del sistema eléctrico y la elevada penetración de generación renovable han impulsado durante los últimos años el uso de técnicas de inteligencia artificial (IA) y aprendizaje automático (Machine Learning, ML) dentro del sector [108], [111]. Unido con la expansión de las redes inteligentes (smart grids) y el despliegue masivo de sensores, contadores inteligentes y sistemas avanzados de monitorización, ha generado grandes volúmenes de datos operativos que han favorecido el desarrollo de modelos predictivos aplicados a generación renovable, demanda eléctrica y gestión de almacenamiento energético [109].

En el ámbito de los sistemas de almacenamiento energético (ESS), la literatura reciente muestra un aumento del interés en la aplicación de algoritmos de ML para tareas como:

- predicción de generación renovable
- optimización de carga y descarga
- arbitraje energético
- estimación de degradación
- operación de sistemas híbridos [110], [111]

Estas herramientas permiten capturar relaciones no lineales y patrones difíciles de representar mediante modelos estadísticos convencionales [113], por lo que trabajos recientes han comenzado a incorporar técnicas de IA en la planificación y operación de sistemas energéticos flexibles.

Inicialmente, el presente trabajo contemplaba el uso de modelos predictivos basados en IA para analizar el futuro despliegue del almacenamiento energético en España. Pero, durante su desarrollo se identificaron importantes limitaciones asociadas a la reducida historia del mercado ESS español, especialmente de tecnologías BESS, la escasez de series temporales, la elevada dependencia regulatoria del sector, y la existencia de cambios estructurales recientes en el marco normativo y de acceso a red.

Estas condiciones incrementan significativamente el riesgo de sobreajuste (overfitting) y reducen la capacidad de generalización de los modelos predictivos basados en aprendizaje estadístico [114]. Además, gran parte de la evolución futura del almacenamiento en España depende

actualmente de variables regulatorias y administrativas difíciles de modelizar mediante enfoques puramente data-driven.

Por ello, el trabajo adopta finalmente un enfoque metodológico alternativo basado en:

- análisis de la cartera de proyectos de almacenamiento en España
- simulación probabilística mediante Monte Carlo
- evaluación multicriterio de tecnologías ESS

Este enfoque permite analizar la evolución potencial del almacenamiento energético bajo distintos escenarios regulatorios, económicos y tecnológicos, manteniendo una mayor interpretabilidad y coherencia con el estado actual de desarrollo del mercado español.

3.2. Aplicaciones de IA en almacenamiento energético

Una de las principales áreas de aplicación de estas herramientas es el forecasting energético, es decir, la predicción de variables como demanda eléctrica, precios de mercado, generación renovable o comportamiento operativo de baterías. Tradicionalmente, los modelos ARIMA (Autoregressive Integrated Moving Average) han constituido una de las metodologías más utilizadas en series temporales energéticas debido a su simplicidad estadística e interpretabilidad [113]. Estos modelos utilizan relaciones autorregresivas y tendencias históricas para estimar valores futuros de una serie temporal. Sin embargo, presentan limitaciones importantes para capturar relaciones no lineales y comportamientos complejos característicos de mercados eléctricos altamente variables.

Por ello, durante los últimos años han ganado relevancia, técnicas más avanzadas de ML como Random Forest y XGBoost. Los modelos Random Forest se basan en la combinación de múltiples árboles de decisión construidos sobre subconjuntos aleatorios de datos, mejorando la robustez estadística y reduciendo el riesgo de sobreajuste [115]. En el sector energético, se utilizan especialmente en tareas de predicción de demanda, diagnóstico operativo y estimación de degradación de baterías.

El algoritmo XGBoost (eXtreme Gradient Boosting) representa actualmente una de las herramientas más utilizadas en forecasting energético debido a su elevada precisión predictiva y capacidad para trabajar con conjuntos de datos tabulares relativamente reducidos [116]. Su funcionamiento se basa en la construcción secuencial de árboles de decisión donde cada nuevo árbol corrige progresivamente los errores del anterior mediante técnicas de gradient boosting.

Diferentes estudios han demostrado su eficacia en predicción de precios eléctricos, producción renovable y optimización de estrategias de arbitraje energético.

Otra de las técnicas relevantes son las Support Vector Machines (SVM), modelos basados en optimización matemática que buscan maximizar la separación entre diferentes patrones de datos [113]. En almacenamiento energético, las SVM se han utilizado especialmente para estimación del estado de carga (SoC) y estado de salud (SoH) de baterías, mostrando buenos resultados en entornos con conjuntos de datos moderados.

Dentro del Deep Learning, las redes neuronales recurrentes tipo LSTM (Long Short-Term Memory) constituyen una de las arquitecturas más utilizadas en forecasting energético avanzado [113], [117]. A diferencia de las redes neuronales convencionales, las LSTM incorporan mecanismos de memoria capaces de retener información relevante a largo plazo dentro de secuencias temporales. Esta capacidad resulta útil para modelizar patrones estacionales y dependencias temporales complejas en demanda eléctrica, generación renovable o degradación de baterías. No obstante, estas arquitecturas requieren grandes volúmenes de datos y elevada capacidad computacional para evitar problemas de sobreajuste.

También han surgido modelos híbridos e interpretables como Prophet, desarrollado por Meta, que descompone las series temporales en componentes de tendencia, estacionalidad y cambios estructurales [118]. Este tipo de modelos resulta especialmente útil en contextos regulatorios cambiantes, donde eventos legislativos o modificaciones de mercado generan discontinuidades relevantes en las series históricas.

Más allá del forecasting, otra línea de investigación importante corresponde al aprendizaje por refuerzo (Reinforcement Learning, RL). A diferencia de los modelos supervisados tradicionales, el RL aprende estrategias de operación mediante interacción continua con el entorno y sistemas de recompensa [108]. En sistemas BESS, estas técnicas permiten optimizar dinámicamente las decisiones de carga y descarga en función de precios eléctricos, demanda o servicios auxiliares de red. Estudios recientes muestran mejoras relevantes en arbitraje energético y regulación de frecuencia mediante algoritmos basados en RL [119].

Finalmente, las técnicas de IA también se han aplicado a la predicción de degradación y vida útil de baterías. Modelos basados en ML permiten estimar la Remaining Useful Life (RUL), detectar anomalías operativas y optimizar estrategias de mantenimiento predictivo [113]. Estas aplicaciones resultan especialmente relevantes en sistemas a gran escala, donde la degradación constituye uno de los principales factores que afectan al LCOS y a la rentabilidad económica de los proyectos BESS.

3.3. Limitaciones del enfoque predictivo en el caso español

A pesar del creciente uso de técnicas de IA y ML en mercados eléctricos avanzados, su aplicación al caso español del almacenamiento energético presenta actualmente importantes limitaciones metodológicas. Estas restricciones no provienen de las capacidades de los modelos en sí mismos, sino de las características del mercado español de almacenamiento, todavía en una fase temprana de desarrollo.

La principal limitación corresponde a la escasez de series históricas disponibles. El despliegue de baterías a gran escala en España es extremadamente reciente, con únicamente unos pocos años de datos consistentes y fuertes discontinuidades regulatorias entre 2021 y 2026. Como muestran la Ilustración 15, el conjunto de entrenamiento apenas cubría una fase inicial de crecimiento lento y relativamente estable, mientras que el período de test incorporaba el fuerte salto estructural observado desde finales de 2025. En la práctica, esto implicaba entrenar modelos sobre un mercado prácticamente inexistente para después exigirles predecir un cambio de régimen completamente diferente.

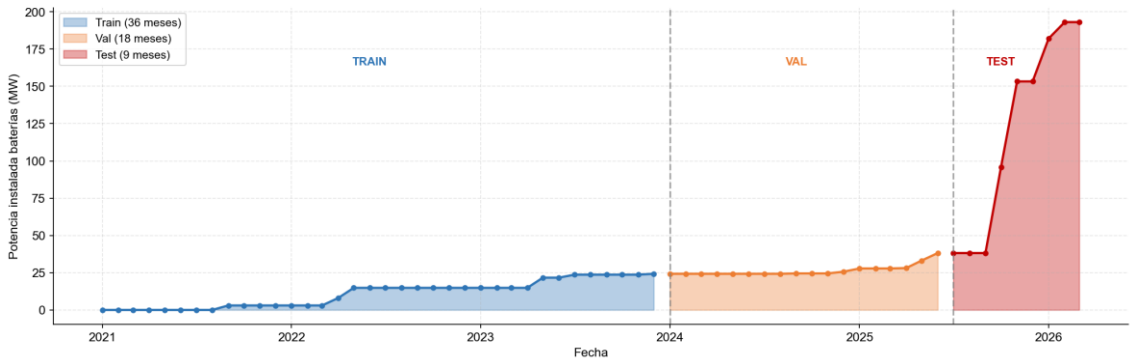


Ilustración 15. División temporal del dataset utilizada para entrenamiento, validación y test de los modelos de Machine Learning aplicados al despliegue de baterías en España (2021–2026).
Fuente: Elaboración propia.

El problema de la escasez de datos empeora por la presencia de discontinuidades estructurales en la serie. El mercado de almacenamiento español ha atravesado en el período 2021-2026 al menos cuatro cambios regulatorios: la aprobación del PNIEC, la crisis energética europea de 2021-2022, la aprobación del Real Decreto de Almacenamiento de 2022, y las Especificaciones de Detalle de la CNMC de diciembre de 2025 [6, 120, 121]. Cada uno de estos eventos introduce una discontinuidad estructural que invalida los supuestos de estacionariedad sobre los que se basan la mayoría de los modelos de ML para series temporales. La presencia de múltiples puntos de cambio en una serie corta hace prácticamente imposible distinguir el efecto de cada evento

regulatorio del ruido estadístico, lo que conduce a estimaciones sesgadas e intervalos de confianza excesivamente amplios.

El período analizado incluye eventos excepcionales que pueden limitar la capacidad predictiva de los modelos. La crisis energética de 2021-2022 provocó una volatilidad excepcional en los precios eléctricos mayoristas europeos, con incrementos que en algunos momentos superaron el 500% respecto a los niveles prepandemia. Esta volatilidad, íntegramente diferente de la observada en períodos anteriores, introduce en las series históricas patrones que difícilmente volverán a reproducirse con la misma intensidad, dañando los estándares aprendidos por los modelos y reduciendo su capacidad predictiva fuera de muestra.

Existe además una realidad que los modelos de ML no pueden capturar adecuadamente en el contexto español, el paso de un proyecto con permisos concedidos (CP) al estado de puesta en servicio (PS) no está determinado por señales de mercado sino por la disponibilidad de capacidad de acceso a la red de transporte. Con 25.630 MW de baterías con permisos concedidos y solo 193 MW operativos en abril de 2026, la tasa de conversión refleja una restricción de tipo regulatorio-infraestructural que no tiene correlación en las variables de mercado (precio eléctrico, spread punta/valle, tipos de interés) que alimentan los modelos supervisados. Los modelos que se intentaron llevar a cabo para predecir el ritmo de despliegue futuro de baterías a partir de señales de mercado estaban estableciendo correlaciones espurias, carentes de fundamentación causal.

Durante el desarrollo de este trabajo se realizaron pruebas reales con modelos Prophet y XGBoost aplicados a series mensuales de despliegue de baterías a gran escala en España. Con el objetivo de mitigar parcialmente la escasez de observaciones nacionales, se desarrolló además un panel temporal combinado con datos de Alemania y Reino Unido, incorporando variables de mercado, CAPEX, spreads eléctricos y tipos de interés, y se aplicaron técnicas de regularización y validación temporal para reducir el riesgo de sobreajuste.

Los resultados obtenidos mostraron dificultades claras de generalización, especialmente cuando el período de test incorporaba el fuerte salto estructural observado desde finales de 2025. En varios casos, los modelos tendían a suavizar completamente los incrementos abruptos del mercado español, generando predicciones prácticamente planas incluso cuando la capacidad instalada comenzaba a acelerarse significativamente.

En el caso concreto de XGBoost, las predicciones permanecían próximas a cero frente a incrementos reales superiores a 50 MW mensuales. Sin embargo, el problema no residía únicamente en la precisión estadística del modelo, sino en la incapacidad de aprender dinámicas

que simplemente no existían en el conjunto de entrenamiento. Incluso en mercados más maduros como Alemania o Reino Unido, los modelos mostraban dificultades para capturar correctamente la elevada variabilidad temporal del despliegue BESS.

Estos resultados sugieren que el desarrollo mensual de almacenamiento a gran escala no responde exclusivamente a dinámicas continuas de mercado, sino principalmente a eventos discretos asociados a regulación, acceso y conexión a red, cierre financiero y entrada puntual de grandes proyectos. Como consecuencia, las series temporales presentan un comportamiento altamente discontinuo y difícilmente extrapolable mediante estas técnicas.

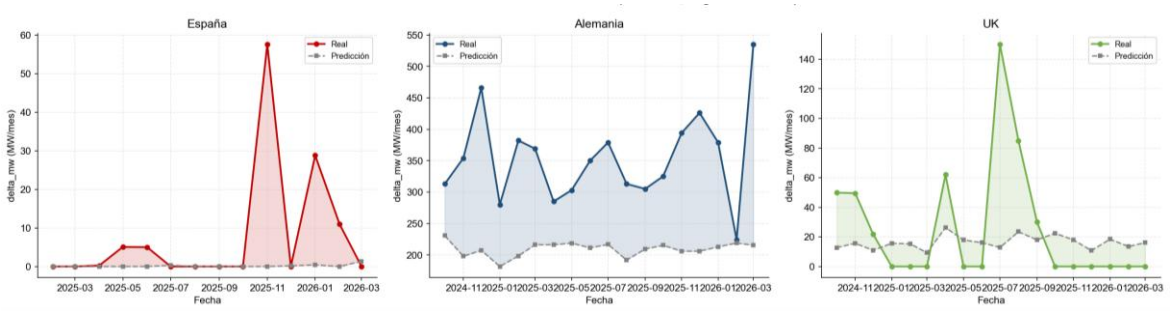


Ilustración 16. Limitaciones de generalización del modelo XGBoost ante cambios estructurales en el despliegue de baterías a gran escala.
Fuente: Elaboración propia.

Por todo ello, se concluyó que un enfoque predictivo basado exclusivamente en IA no resultaba robusto para responder a la pregunta principal de investigación. En consecuencia, el trabajo adopta finalmente una metodología alternativa basada en análisis estructural de la cartera de proyectos española, simulación Monte Carlo y evaluación multicriterio, enfoques más adecuados para un mercado todavía inmaduro, altamente regulado y condicionado por restricciones institucionales y de acceso a red.

3.4. Enfoque metodológico adoptado

Las limitaciones expuestas en la sección anterior condicionan la elección de un nuevo enfoque más adecuado para responder a la pregunta central de esta investigación: ¿puede España alcanzar el objetivo de 22,5 GW de almacenamiento establecido en el PNIEC para 2030?

La velocidad de conversión de proyectos con permisos a instalaciones operativas depende principalmente de restricciones de acceso a la red de transporte, ritmo de tramitación administrativa y ejecución del Plan de Desarrollo de la Red, factores sin correlación estable con las señales de mercado que alimentan los modelos supervisados. Intentar predecir el despliegue

desde variables como el spread punta/valle o los tipos de interés produce correlaciones espurias, capturando ruido histórico.

La simulación de Monte Carlo responde a este diagnóstico por dos razones concretas. Primera, no requiere series históricas extensas para entrenar relaciones estadísticas, dado que sus parámetros de entrada, tasa de conversión de permisos a operación, capacidad disponible en nudos de transporte, evolución de la cartera de proyectos, son directamente observables en el mercado español actual. Además, en lugar de generar una predicción puntual, produce distribuciones de resultados bajo distintos supuestos regulatorios e infraestructurales, lo que es más realista dada la magnitud de las incertidumbres.

Por ello, el trabajo adopta una metodología compuesta por tres bloques: un análisis estructural de la cartera de proyectos y las restricciones de red existentes, una simulación Monte Carlo para evaluar distintos escenarios de despliegue hasta 2030, y una evaluación multicriterio mediante TOPSIS con análisis de sensibilidad de pesos, orientada a determinar qué tecnologías de almacenamiento presentan mayor adecuación técnica y económica según cada caso de uso.

Este enfoque permite combinar análisis estructural, modelización probabilística y evaluación tecnológica dentro de un marco metodológico más adaptado al estado actual del mercado español de almacenamiento energético.

Capítulo 4. Diagnóstico del despliegue del almacenamiento en España

Los capítulos precedentes establecieron el marco técnico de las principales tecnologías de almacenamiento energético (capítulo 2) y el enfoque metodológico adoptado en esta investigación (capítulo 3). A partir de esta investigación, el presente capítulo se centra en analizar el estado real del despliegue del almacenamiento en España utilizando datos administrativos, regulatorios y de red actualizados hasta abril de 2026.

El objetivo principal es analizar la diferencia existente entre el elevado volumen de proyectos en tramitación y la reducida capacidad actualmente operativa. Aunque la cartera de proyectos de almacenamiento energético en España, en adelante *pipeline*, supera ampliamente los objetivos del PNIEC de almacenamiento proyectado, la potencia efectiva de puesta en servicio continúa siendo muy limitada. Este desacoplamiento sugiere la existencia de barreras estructurales relacionadas con acceso y conexión, tramitación administrativa, regulación y capacidad real de integración en red.

Para ello, el capítulo analiza la estructura actual del pipeline español, su evolución en comparación con otros mercados europeos y las principales barreras regulatorias y de acceso a red que han condicionado el desarrollo del sector entre 2020 y 2026. Finalmente, se estudia la composición tecnológica de la cartera de proyectos y su coherencia con las necesidades reales de flexibilidad del sistema eléctrico español.

El análisis desarrollado se apoya principalmente en los resultados obtenidos en los notebooks NB01–NB04, construidos a partir de datos de REE, ESIOS, OpenGridWorks y documentación regulatoria publicada por CNMC y MITECO [7], [122], [124], [123], [6].

4.1. Estado actual de la cartera de proyectos de almacenamiento en España

4.1.1. Definición del almacenamiento y fuentes de datos

El análisis del despliegue del almacenamiento energético en España requiere diferenciar previamente las distintas metodologías de contabilización utilizadas por REE, ESIOS y el PNIEC 2023–2030. Aunque todas las fuentes hacen referencia al mismo sistema eléctrico, no utilizan exactamente la misma definición de almacenamiento, lo que genera diferencias en la capacidad total reportada.

REE y ESIOS contabilizan dentro de la categoría de almacenamiento únicamente el bombeo hidráulico puro y las baterías electroquímicas conectadas al sistema eléctrico [1], [6]. Bajo esta definición estricta, España disponía en mayo de 2026 de aproximadamente 3,5 GW de almacenamiento operativo, dominados casi exclusivamente por centrales de bombeo reversible construidas antes de 2015. Las baterías electroquímicas representaban únicamente 193 MW instalados según la serie mensual publicada por ESIOS [122].

Sin embargo, una definición más amplia del almacenamiento energético, alineada con el enfoque tecnológico utilizado por el PNIEC 2023–2030, permite incorporar además el bombeo reversible mixto y el almacenamiento térmico asociado a centrales termosolares CSP [6]. Bajo esta aproximación, la capacidad total de almacenamiento identificable del sistema español asciende a aproximadamente 8,1 GW en mayo de 2026.

La diferencia entre ambas cifras no responde a errores de contabilización, sino a criterios técnicos distintos. Mientras REE utiliza una clasificación orientada a la operación del sistema y al registro administrativo de tecnologías, el PNIEC adopta una perspectiva funcional centrada en la capacidad total de almacenamiento energético disponible para el sistema eléctrico.

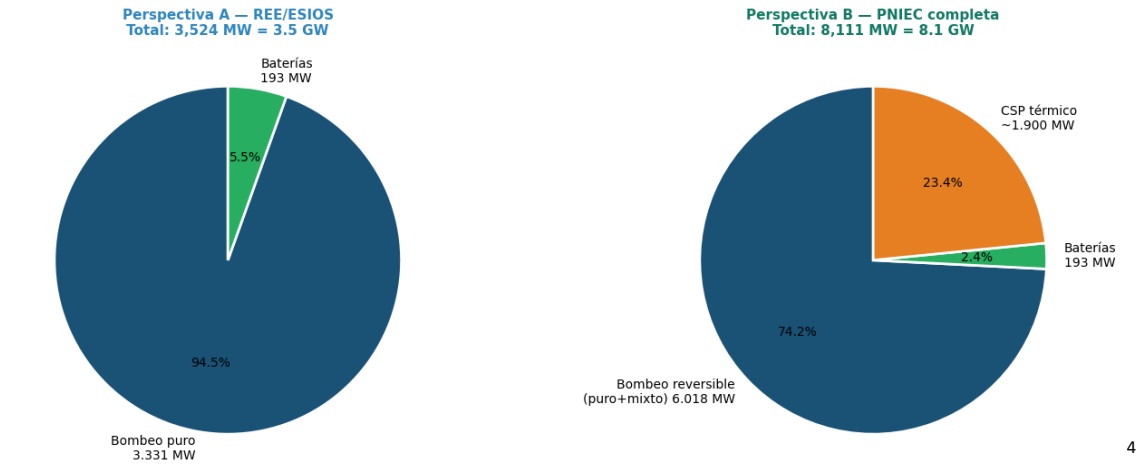


Ilustración 17. Capacidad de almacenamiento en España bajo definición REE/ESIOS y definición amplia adoptada del PNIEC (mayo 2026).
Fuente: elaboración propia a partir de datos de REE, ESIOS y OpenGridWorks.

La Ilustración 17 muestra esta diferencia, observando que bajo la definición estricta de REE/ESIOS, el almacenamiento español aparece dominado casi exclusivamente por el bombeo hidráulico puro. En cambio, la definición amplia adoptada del PNIEC incorpora una contribución

[4] El bombeo reversible mixto aparece clasificado por REE dentro de la categoría “hidráulica convencional”, mientras que el PNIEC lo considera almacenamiento energético. Por este motivo, las cifras oficiales de almacenamiento dependen de la definición metodológica utilizada.

significativa del bombeo mixto y del almacenamiento termosolar, elevando la capacidad total instalada hasta valores próximos a 8 GW.

La evolución histórica también evidencia el carácter todavía inicial del almacenamiento electroquímico en España. Mientras la potencia de bombeo hidráulico permanece prácticamente constante desde 2015, las baterías electroquímicas no comienzan a mostrar crecimiento significativo hasta finales de 2025, coincidiendo con la entrada en operación de los primeros sistemas BESS conectados a red a gran escala.

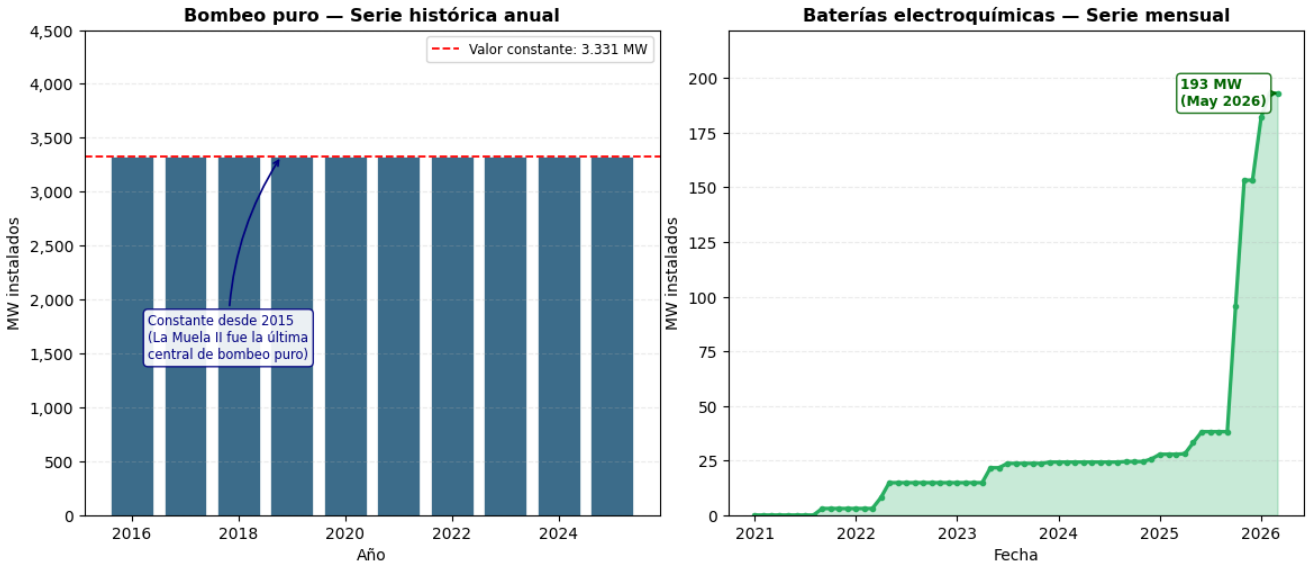


Ilustración 18. Evolución histórica del almacenamiento en España según REE/ESIOS: bombeo hidráulico y baterías electroquímicas.
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de REE y ESIOS.

La fuente principal utilizada es el Estado de Solicitudes de Acceso y Conexión publicado por Red Eléctrica de España conforme al marco regulatorio establecido por el Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica [123]. Los datos utilizados en este trabajo corresponden al cierre del 20 de abril de 2026.

4.1.2. Estado actual del almacenamiento frente al PNIEC

La capacidad actual de almacenamiento energético en España continúa situándose significativamente por debajo del objetivo agregado de 22,5 GW establecido por el PNIEC 2023–2030 [6]. Sin embargo, el PNIEC no define una distribución tecnológica completamente cerrada entre bombeo reversible, baterías electroquímicas y almacenamiento termosolar, ya que parte

del crecimiento previsto podría proceder de sistemas híbridos o configuraciones aún no plenamente definidas.

Con el objetivo de realizar un análisis cuantitativo comparable entre tecnologías, este trabajo utiliza una desagregación tecnológica aproximada del objetivo agregado de almacenamiento del PNIEC. Dicha desagregación no constituye una clasificación oficial, sino una estimación propia elaborada a partir de los objetivos sectoriales recogidos en el PNIEC, la capacidad actualmente identificable en operación y los inventarios tecnológicos disponibles para bombeo reversible, almacenamiento termosolar y baterías electroquímicas. Bajo esta aproximación, la Tabla 6 resume la situación estimada del almacenamiento energético español en mayo de 2026 frente al objetivo agregado del PNIEC.

Tabla 6. Estado del almacenamiento energético en España frente al objetivo PNIEC 2030. Fuente: Elaboración propia a partir de datos de MITECO [6]

TECNOLOGÍA	OBJETIVO 2030 (MW)	ESTADO MAYO 2026 (MW)	BRECHA (MW)	% COMPLETITUD
BOMBEO REVERSIBLE (PURO + MIXTO)	9.500	~6.018	−3.482	63,3 %
BATERÍAS ELECTROQUÍMICAS (BESS)	~9.400	193	−9.207	2,1 %
ALMACENAMIENTO TERMOSOLAR (CSP)[5]	3.600	~1.900	−1.700	52,8 %
TOTAL	**22.500**	**~8.111**	**−14.389**	**36,0 %**[6]

Los datos muestran que la situación no es homogénea entre tecnologías. El bombeo reversible continúa siendo el principal sistema de almacenamiento del sistema eléctrico español, con más de 6 GW instalados y una posición relativamente próxima a los niveles previstos para 2030 [7]. El almacenamiento térmico asociado a centrales termosolares presenta también una base instalada significativa.

[5] La capacidad de almacenamiento termosolar corresponde al almacenamiento térmico asociado a plantas CSP operativas. El PNIEC no desagrega explícitamente esta capacidad dentro de sus estadísticas oficiales, por lo que la estimación utilizada en este trabajo se basa en inventarios sectoriales y datos de OpenGridWorks.

[6] La Tabla 6 no representa una distribución oficial vinculante del PNIEC por tecnologías, sino una aproximación metodológica utilizada en este trabajo para evaluar la magnitud relativa de la brecha existente en cada tipología de almacenamiento.

Sin embargo, el caso de las baterías electroquímicas es claramente diferente. A pesar del crecimiento observado desde finales de 2025, la capacidad instalada apenas alcanza 193 MW en mayo de 2026, muy lejos de los niveles necesarios para converger hacia los objetivos de almacenamiento previstos en el PNIEC [7].

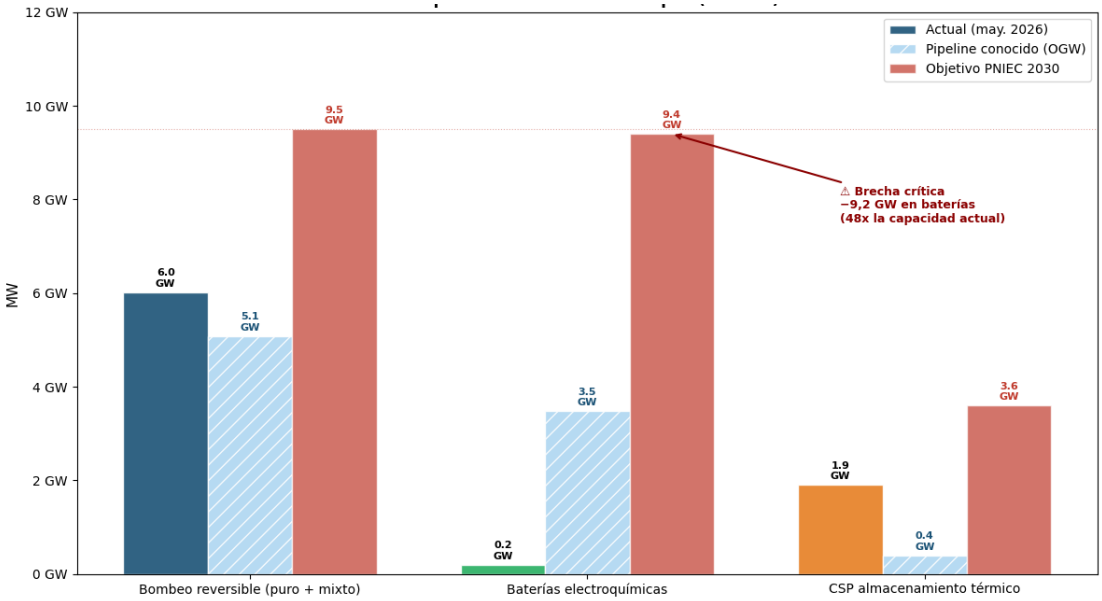


Ilustración 19. Capacidad instalada actual y brecha respecto al objetivo PNIEC 2030 por tecnología de almacenamiento.
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de REE y OpenGridWorks.

La Ilustración 19 evidencia que la principal distancia respecto al PNIEC se concentra en el almacenamiento electroquímico. Mientras que el bombeo hidráulico y el almacenamiento termosolar parten de una base instalada significativa construida durante décadas anteriores, las baterías conectadas a red apenas se encuentran en una fase inicial de despliegue comercial.

La evolución temporal del almacenamiento energético español refleja también esta asimetría tecnológica. El bombeo reversible permanece prácticamente estable desde mediados de la década de 2010, mientras que las baterías muestran un crecimiento muy reciente y todavía insuficiente para converger hacia los objetivos previstos para 2030.

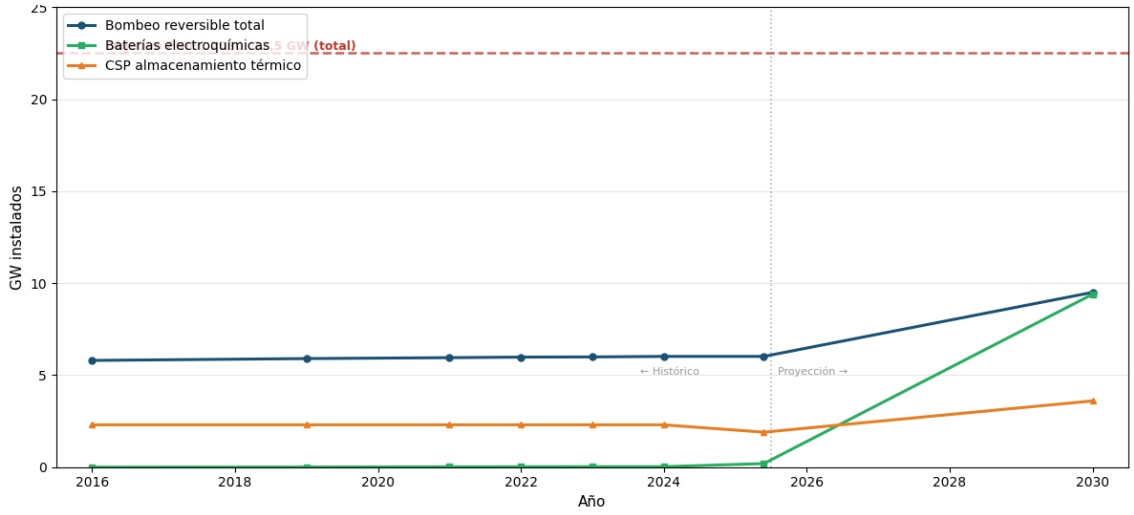


Ilustración 20. Evolución histórica del almacenamiento energético en España y trayectoria necesaria hacia el objetivo PNIEC 2030.
Fuente: Elaboración propia.

La Ilustración 20 muestra que el cumplimiento del objetivo PNIEC depende fundamentalmente de la aceleración del despliegue de baterías electroquímicas durante el período 2026–2030. Esto implica multiplicar varias decenas de veces la capacidad actualmente operativa en un horizonte temporal inferior a cinco años.

4.1.3. Estado de la cartera de proyectos de baterías

El análisis del pipeline de almacenamiento electroquímico permite cuantificar la diferencia existente entre el elevado volumen de proyectos registrados administrativamente y la capacidad realmente operativa en el sistema eléctrico español. Para ello, este trabajo utiliza como fuente principal el Estado de Solicitudes de Acceso y Conexión publicado por REE conforme al marco regulatorio establecido por el Real Decreto 1183/2020 [123].

El registro distingue tres estados administrativos principales:

- **Puesta en Servicio (PS):** instalaciones ya operativas y conectadas a red;
- **Con Permisos Concedidos (CP):** proyectos que han obtenido acceso y conexión, pero todavía no están construidos;
- **En Curso de Tramitación (EC):** solicitudes aún pendientes de evaluación técnica por parte de REE.

La Tabla 7 resume la situación del pipeline español de baterías electroquímicas a fecha de 20 de abril de 2026.

Tabla 7. Estado de la cartera de proyectos de baterías electroquímicas en España (abril 2026). Fuente: Elaboración propia a partir de datos de REE.

FASE	SIGLA	DEFINICIÓN TÉCNICA	CAPACIDAD (MW)
PUESTA EN SERVICIO	PS	Instalaciones operativas y conectadas a red	193
CON PERMISOS CONCEDIDOS	CP	Proyectos con permisos de acceso concedidos	25.630
EN CURSO DE TRAMITACIÓN	EC	Solicitudes pendientes de evaluación técnica	15.735
TOTAL PIPELINE (CP + EC)	—	Potencia total en proceso administrativo	**41.365**

Los datos muestran una fuerte asimetría entre la capacidad ya operativa y el volumen de proyectos registrados administrativamente. Mientras únicamente 193 MW aparecen en Puesta en Servicio dentro del registro de generación, más de 25 GW disponen ya de permisos concedidos y otros 15 GW continúan en tramitación.

Esta diferencia refleja uno de los principales cuellos de botella del almacenamiento español, la existencia de un pipeline administrativo muy elevado que no consigue transformarse en capacidad realmente conectada al sistema.

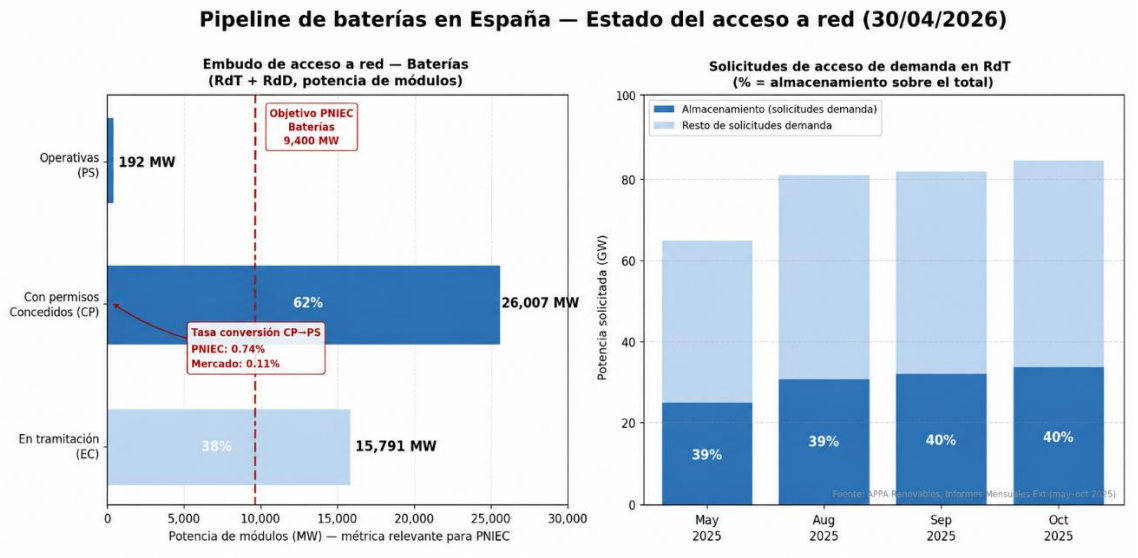


Ilustración 21. Estructura de la cartera de proyectos de baterías electroquímicas en España: PS, CP y EC (abril 2026).
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de REE.

La Ilustración 21 evidencia visualmente esta estructura piramidal invertida. El volumen de proyectos en fases administrativas supera ampliamente la capacidad operativa actual, indicando que el principal problema del despliegue no es la ausencia de interés inversor, sino la baja conversión efectiva de proyectos hacia operación comercial.

Es importante señalar que la capacidad operativa observada depende también del régimen de conexión utilizado por cada instalación. Parte de las baterías actualmente operativas en España funcionan bajo esquemas de conexión en modo demanda, mientras que otras lo hacen bajo registro de generación convencional. Esta diferencia afecta tanto a la contabilización estadística como al modelo de ingresos y acceso a mercado de los proyectos. Su impacto regulatorio y operativo se analiza en detalle en la Sección 4.3.

A partir de los datos disponibles puede estimarse una tasa de conversión aproximada del pipeline como:

$$\tau = \frac{PS}{PS + CP}$$

Utilizando la capacidad operativa observada en la serie ESIOS (~193 MW en mayo de 2026) y la capacidad con permisos concedidos publicada por REE (25.630 MW), se obtiene:

$$\tau = \frac{193}{193 + 25.630} \approx 0{,}75\%$$

Este valor indica que menos del 1% de la capacidad con permisos concedidos se encontraba efectivamente operativa en el momento del análisis.

No obstante, esta tasa debe interpretarse únicamente como un indicador analítico de la situación observada en abril–mayo de 2026, y no como una magnitud estructural fija del mercado español. El despliegue del almacenamiento de baterías a gran escala depende de la entrada puntual de proyectos de gran tamaño, por lo que la tasa puede variar significativamente en periodos muy cortos de tiempo conforme nuevos proyectos alcanzan la puesta en servicio.

Aun con esta limitación, la comparación entre capacidad operativa y volumen de proyectos en pipeline permite identificar una fuerte diferencia entre el interés inversor existente y la capacidad efectivamente materializada hasta la fecha.

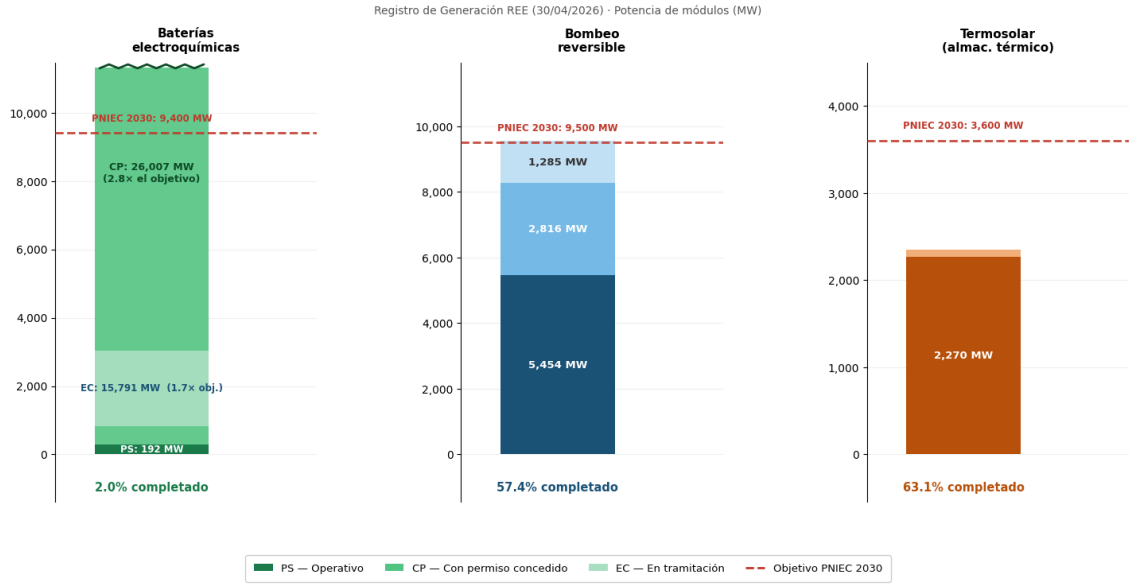


Ilustración 22. Comparación entre capacidad operativa y cartera administrativa de proyectos de almacenamiento en España.
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de REE.

La magnitud del pipeline muestra que el interés inversor existe y supera ampliamente los objetivos de almacenamiento previstos para 2030. Sin embargo, la materialización efectiva de estos proyectos depende de factores adicionales como: disponibilidad de capacidad de acceso a red, tramitación administrativa, viabilidad financiera, y desarrollo regulatorio.

En términos prácticos, alcanzar niveles cercanos al objetivo de baterías previsto en el PNIEC requeriría acelerar de forma muy significativa la tasa de conversión observada hasta 2026.

4.2. Conversión de proyectos y contexto europeo

La situación observada en España adquiere mayor significado cuando se compara con la evolución reciente de otros mercados europeos de almacenamiento electroquímico. Por este motivo, esta sección analiza las trayectorias de despliegue del almacenamiento electroquímico conectado a red en Alemania, Reino Unido e Italia, con el objetivo de contextualizar el retraso español y evaluar si el ritmo actual de crecimiento resulta compatible con los objetivos de almacenamiento fijados para 2030 [125]-[127].

El análisis se basa en series históricas de capacidad instalada, tasas de crecimiento anual e identificación de fases de despegue del mercado, utilizando datos de REE/ESIOS, NESO, ISEA/RWTH Aachen y Terna/MOTUS-E [7], [128]-[131]. Más que realizar una predicción del despliegue futuro, el objetivo es construir una referencia estructural que permita comparar la

dinámica española con mercados europeos que ya han atravesado fases de aceleración del almacenamiento BESS.

4.2.1. Evolución del almacenamiento electroquímico conectado a red en Europa

El análisis desarrollado en estas secciones tiene naturaleza comparativa, no predictiva. El objetivo no es estimar cuántos MW instalará realmente España en los próximos años, sino evaluar cómo habría evolucionado el despliegue nacional bajo dinámicas de crecimiento similares a las observadas en otros mercados europeos de referencia. Este responde a la siguiente pregunta: ¿qué capacidad de almacenamiento habría alcanzado España si hubiese replicado las trayectorias de crecimiento observadas en Alemania, Reino Unido o Italia?

Esta distinción es importante para interpretar correctamente los resultados. Las curvas y escenarios presentados a continuación representan techos teóricos de mercado bajo supuestos de aceleración estructural, no proyecciones reales de despliegue. En particular, el análisis asume implícitamente tres condiciones que actualmente no se cumplen plenamente en España: reducción significativa de las barreras de acceso y conexión a red; existencia de mecanismos de ingresos comparables a los mercados europeos maduros; y capacidad de transformar el pipeline actual de proyectos en instalaciones operativas a ritmos similares a los observados en otros países europeos.

La comparación internacional requiere una segmentación homogénea de las series de almacenamiento. En Europa coexisten tres grandes segmentos con dinámicas distintas, almacenamiento residencial, industrial/comercial y electroquímico a gran escala conectado a red. Trabajar con series agregadas produciría comparaciones distorsionadas, especialmente en países como Alemania, donde el almacenamiento residencial representa gran parte de la capacidad instalada [125], [129]. Por este motivo, el análisis se limita exclusivamente al almacenamiento electroquímico conectado a red.

4.2.1.1 Evolución comparada del despliegue BESS

Las trayectorias históricas muestran diferencias muy significativas entre los mercados analizados. Alemania y Reino Unido iniciaron el despliegue del almacenamiento electroquímico conectado a red de forma relativamente temprana, alcanzando fases de crecimiento sostenido ya durante la segunda mitad de la década de 2010 [128], [129]. Italia, por el contrario, presenta una fase de

despegue más reciente pero especialmente intensa, asociada al desarrollo de los mercados de capacidad y a la entrada masiva de grandes proyectos de almacenamiento conectados a red entre 2024 y 2025 [130], [131].

España se sitúa por detrás del resto de mercados europeos comparados. Hasta finales de 2025, las adiciones anuales permanecen prácticamente próximas a cero, reflejando un mercado todavía en fase previa al despegue [7]. El incremento observado desde noviembre de 2025 constituye la primera señal visible de aceleración del almacenamiento electroquímico a gran escala español, aunque el volumen absoluto sigue siendo muy reducido frente a los mercados de referencia.

La comparación de adiciones anuales observadas en la Ilustración 23, permite observar con mayor claridad las diferencias de ritmo entre países. Alemania alcanza máximos próximos a 1,7 GW/año; Reino Unido supera los 900 MW/año en su fase de mayor aceleración; e Italia llega a situarse temporalmente por encima de 1,2 GW/año durante 2025. España, incluso tras la aceleración reciente, permanece todavía en valores inferiores a 200 MW/año.

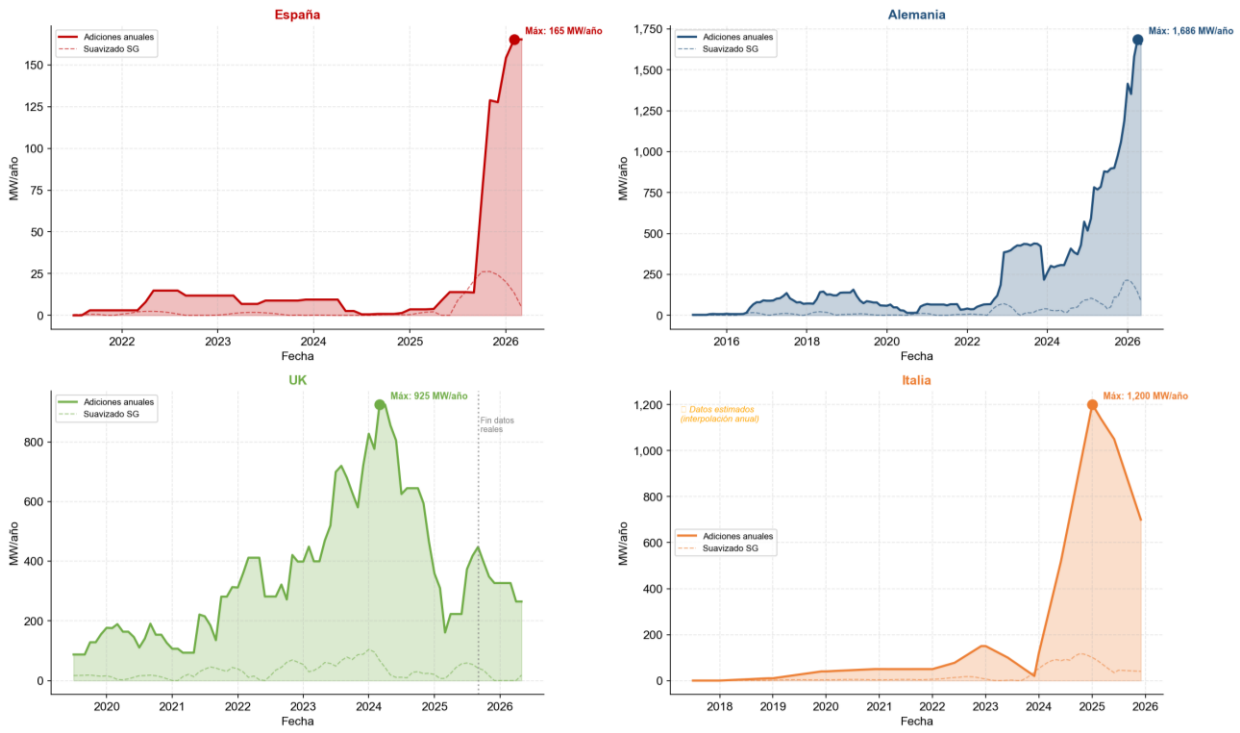


Ilustración 23. Adiciones anuales de capacidad BESS en España, Alemania, Reino Unido e Italia (rolling 12 months).
Fuente: Elaboración propia (NB03) a partir de datos de REE/ESIOS, NESO, ISEA/RWTH Aachen y Terna/MOTUS-E.

4.2.1.2 Detección de fases de despegue y evolución del mercado

La identificación de las fases de despegue se realizó mediante el criterio desarrollado específicamente en el NB03, basado en tres elementos combinados: nivel mínimo de despliegue, aceleración suavizada y persistencia temporal[7]. El objetivo de este criterio era evitar falsos positivos derivados de proyectos aislados de gran tamaño y, al mismo tiempo, detectar fases reales de crecimiento estructural sostenido.

Los resultados muestran perfiles de mercado claramente diferenciados. Alemania presenta un crecimiento estructural sostenido desde aproximadamente 2016, con aceleración adicional a partir de la crisis energética europea de 2022. Un mercado más maduro, cuyo crecimiento estuvo impulsado inicialmente por el programa *Enhanced Frequency Response* (EFR), un servicio de regulación rápida de frecuencia introducido por el operador del sistema británico para mejorar la estabilidad de la red [128], [132]. Tras esta fase inicial de expansión, el mercado ha evolucionado hacia un crecimiento más moderado y estable. Italia constituye el caso de crecimiento más explosivo y reciente, con un despegue claramente identificable a partir de 2024.

España presenta una situación distinta. El criterio detecta señales preliminares de despegue del mercado a partir de finales de 2025, coincidiendo temporalmente con la aceleración regulatoria posterior al apagón del 28A y la activación de nuevos proyectos vinculados al PERTE ERHA, programa público de ayudas destinado a impulsar el despliegue de energías renovables, hidrógeno renovable y almacenamiento energético [133]. Sin embargo, el período posterior disponible para observación sigue siendo demasiado corto para confirmar estadísticamente una fase de crecimiento consolidada comparable a la observada en Alemania, Reino Unido o Italia.

[7] El criterio de detección de despegue del mercado desarrollado en el NB03 combina un umbral mínimo de despliegue con aceleración positiva suavizada y persistencia temporal (“6 de 9 meses”), permitiendo capturar fases reales de crecimiento estructural, minimizando el impacto de la volatilidad propia del comisionamiento discontinuo de grandes proyectos utility-scale.

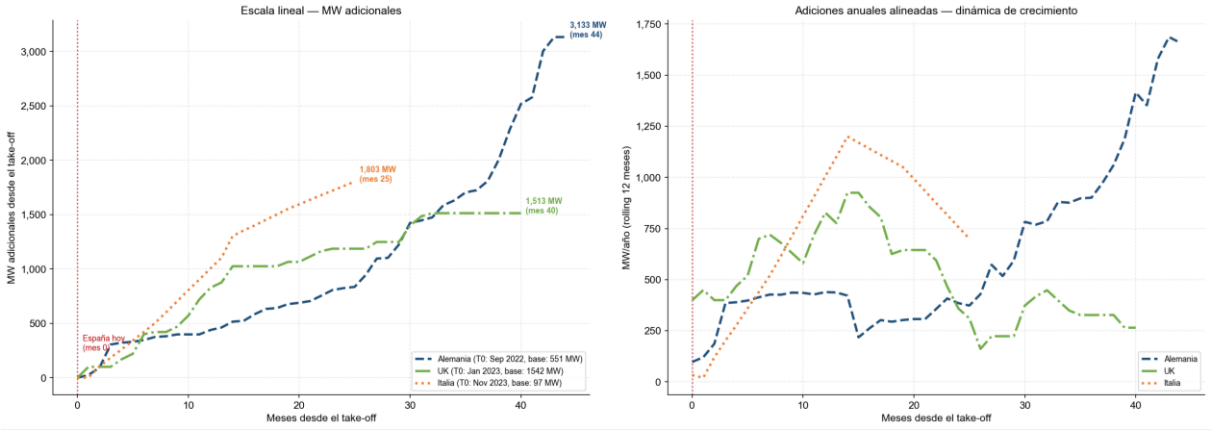


Ilustración 24. Comparación del crecimiento acumulado del almacenamiento electroquímico conectado a red en Alemania, Reino Unido e Italia, alineado desde el inicio de su fase de crecimiento acelerado. Fuente: Elaboración propia (NB03) a partir de datos de REE/ESIOS, NESO, ISEA/RWTH Aachen y Terna/MOTUS-E.

El análisis realizado permite cuantificar la magnitud del retraso español respecto a los mercados europeos de referencia. Incluso considerando únicamente los ritmos recientes observados, España continúa muy alejada de las velocidades de despliegue alcanzadas en Alemania, Reino Unido o Italia.

La comparación es especialmente relevante cuando se relaciona con el objetivo nacional de almacenamiento electroquímico utilizado como referencia analítica en este trabajo (~9,4 GW en 2030). Alcanzar ese nivel desde los aproximadamente 193 MW existentes en mayo de 2026 requeriría ritmos próximos a 185 MW/mes durante cuatro años consecutivos. Este valor es entre diez y quince veces superior al ritmo medio observado actualmente en España y solo comparable a las fases de mayor aceleración registradas recientemente en Italia.

En consecuencia, las referencias europeas sugieren que el despliegue actual español no responde únicamente a un retraso temporal respecto a otros mercados, sino también a limitaciones estructurales específicas que dificultan la conversión de proyectos en capacidad efectivamente instalada. Como se mostrará en los apartados siguientes, una parte significativa de la cartera de proyectos se concentra en nudos con elevada saturación de acceso y conexión, mientras que la capacidad de almacenamiento actualmente operativa representa menos del 3% del objetivo de referencia considerado para 2030. Estas restricciones se analizan en detalle en las siguientes secciones del capítulo.

4.2.2. Comparativa de tasas de conversión y madurez de mercado[8]

La comparación internacional muestra que el retraso español no se explica únicamente por una menor antigüedad del mercado, sino también por diferencias estructurales en la capacidad de transformar proyectos en capacidad operativa real. Mientras Alemania, Reino Unido e Italia han conseguido consolidar fases de crecimiento sostenido del almacenamiento electroquímico conectado a red, España continúa mostrando una desconexión significativa entre volumen de proyectos y capacidad efectivamente instalada.

La métrica más representativa de esta diferencia es la tasa de conversión del pipeline hacia capacidad operativa. En el caso español, el análisis realizado sitúa esta tasa en valores próximos al 0,7–0,8 % considerando la relación entre capacidad operativa actual y proyectos con permisos concedidos. Esto implica que únicamente una fracción muy reducida del pipeline administrativo termina convirtiéndose en instalaciones conectadas a red.

En contraste, los mercados europeos con mayor madurez presentan tasas significativamente superiores. Reino Unido mantiene valores estimados entre el 15 % y el 25 % durante el período 2020–2025, Alemania se sitúa aproximadamente entre el 20 % y el 30 % para el segmento electroquímico a gran escala, mientras que Italia, pese a tratarse de un mercado mucho más reciente, ya supera el 10 % en las cohortes posteriores al despliegue acelerado iniciado en 2024.

Estas diferencias reflejan grados de madurez muy distintos entre mercados. Alemania representa un mercado en fase de expansión estructural consolidada, apoyado principalmente en servicios de regulación de frecuencia y balance. Reino Unido muestra un mercado relativamente maduro que, tras una fase inicial de fuerte crecimiento, comienza a estabilizarse. Italia, por su parte, presenta actualmente el perfil más agresivo de crecimiento en Europa, impulsado por mecanismos regulatorios específicos y el desarrollo de los mercados de capacidad.

España continúa en una situación distinta. Aunque el volumen de solicitudes administrativas es elevado, el mercado todavía no ha consolidado un despegue plenamente verificable desde el punto de vista estadístico. El ritmo reciente de despliegue sigue siendo reducido en comparación con los países de referencia, y la aceleración observada desde finales de 2025 continúa siendo insuficiente para aproximarse a las trayectorias europeas más dinámicas. Este resultado sugiere

[8] Salvo indicación expresa, todos los indicadores comparativos internacionales presentados en esta sección han sido calculados a partir de datos de REE, ESIOS, NESO, ISEA/RWTH Aachen Battery Charts y ANIE–Terna [7], [123], [126]–[129].

la existencia de barreras regulatorias, territoriales y de acceso a red que limitan la materialización efectiva de los proyectos, y cuya influencia se analiza en los apartados siguientes.

Tabla 8. Resumen de las principales métricas estructurales obtenidas en la comparación BESS a gran escala de Alemania, Reino Unido, Italia y España.
Fuente: Elaboración propia a partir de REE/ESIOS, NESO, ISEA/RWTH Aachen y Terna/MOTUS-E (NB03).

PAÍS	DESPEGUE DETECTADO	MW ACTUALES (2026)	RITMO RECIENTE (MW/AÑO)	FASE DE MERCADO	PROYECCIÓN SIMPLE HACIA 9,4 GW
ALEMANIA	Sep. 2022	~3.684 MW	~1.480 MW/año	Hipercrecimiento	~2030
REINO UNIDO	Ene. 2023	~3.056 MW	~306 MW/año	Desaceleración	~2047
ITALIA	Nov. 2023	~1.900 MW	~846 MW/año	Estabilización tras boom	~2035
ESPAÑA	No consolidado	193 MW	~130–180 MW/año	Pre-despegue	>2040

Las proyecciones contrafactuales desarrolladas en el NB03 incorporan dos correcciones adicionales sobre las trayectorias europeas observadas: un desfase temporal (*lag*) y un factor de escala relativo al tamaño del sistema eléctrico.

El desfase temporal representa el retraso regulatorio y de mercado existente entre España y los países de referencia. En el caso británico se consideró un desfase base de 24 meses, asociado a la ventaja temporal derivada de la implantación temprana de los mercados de capacidad y del esquema *Enhanced Frequency Response* (EFR). Para Italia se utilizó un desfase base de 18 meses, coherente con el inicio más reciente de su despliegue de almacenamiento electroquímico conectado a red y la activación progresiva de mecanismos específicos de capacidad.

El factor de escala se calculó utilizando la demanda pico horaria de cada sistema eléctrico en 2024, tomando como referencia los datos oficiales de REE, NESO y Terna. Este ajuste permite corregir parcialmente las diferencias de tamaño entre mercados y aproximar trayectorias comparables en términos de necesidades potenciales de flexibilidad.

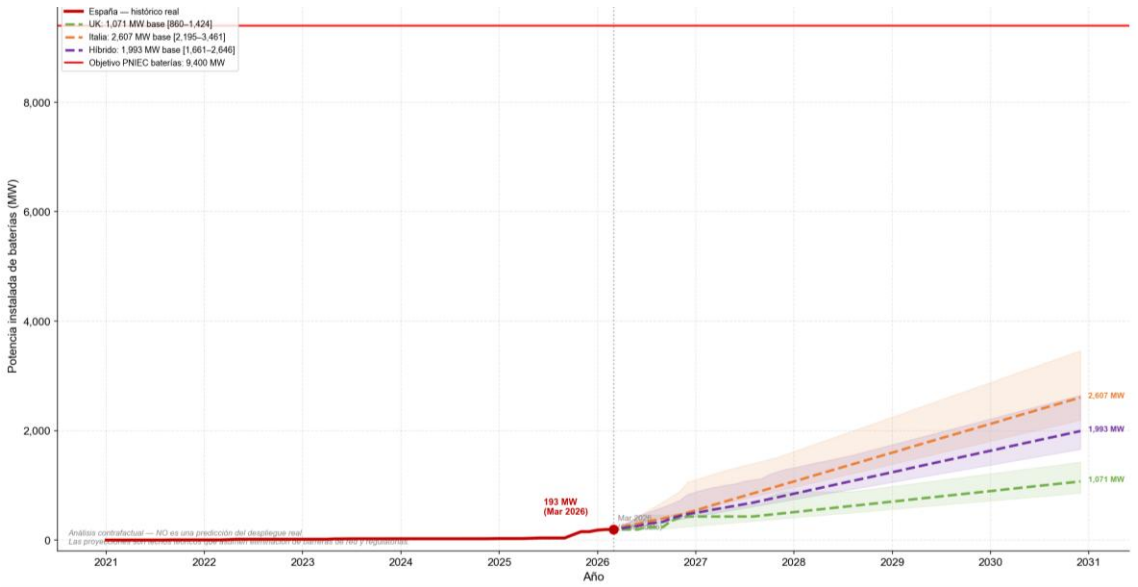
A partir de estas correcciones se construyeron tres familias de escenarios:

- Escenario UK, basado en la trayectoria británica.

- Escenario Italia, basado en el crecimiento reciente del mercado italiano.
- Escenario híbrido, construido mediante una combinación ponderada 40/60 entre Reino Unido e Italia para representar una trayectoria intermedia entre un mercado maduro y uno en aceleración reciente.

Cada escenario incluye además variantes conservadora, base y agresiva, obtenidas mediante modificaciones del desfase y del factor de escala para reflejar distintos niveles de aceleración del mercado español.

La Ilustración 25 muestra que incluso replicando las dinámicas más agresivas observadas recientemente en Europa, el cumplimiento del objetivo nacional de almacenamiento electroquímico seguiría siendo muy complejo bajo las condiciones vistas. El caso italiano constituye la referencia más adecuada para España debido al tamaño relativo similar de ambos sistemas eléctricos y al predominio del almacenamiento electroquímico conectado a red; sin embargo, estas proyecciones indican que incluso un escenario equivalente al italiano permitiría alcanzar únicamente entre el 25 % y el 35 % del objetivo analizado para 2030.



9

Ilustración 25. Proyecciones contrafactuales de despliegue BESS en España (2026–2030) utilizando referencias europeas.
Fuente: Elaboración propia a partir de REE/ESIOS, NESO, ISEA/RWTH Aachen y Terna/MOTUS-E (NB03).

[9] Las proyecciones mostradas en esta sección corresponden a extrapolaciones contrafactuales simplificadas basadas en ritmos recientes de despliegue observados en mercados europeos comparables. No incorporan explícitamente restricciones físicas de red, tiempos de tramitación ni limitaciones regulatorias específicas del sistema español, por lo que deben interpretarse como escenarios teóricos de referencia y no como previsiones reales de mercado.

Además, evidencia que la brecha española no puede interpretarse únicamente como un retraso temporal respecto a otros mercados europeos. Incluso aplicando factores de escala ajustados por demanda pico y escenarios agresivos de aceleración, ninguno de las referencias europeas analizadas alcanza niveles compatibles con los objetivos nacionales considerados en este trabajo antes de 2030.

En consecuencia, la diferencia principal entre España y los mercados europeos más maduros parece residir menos en factores tecnológicos o económicos y más en la estructura regulatoria y en la capacidad del sistema para transformar el pipeline administrativo en instalaciones operativas. Este aspecto se analiza en detalle en la siguiente sección, centrada en las barreras de acceso y conexión a la red.

4.3.Barreras estructurales y acceso red (2020 – 2026)

La sección 4.2 mostró que el despliegue español de almacenamiento electroquímico presenta un retraso estructural respecto a los principales mercados europeos, incluso bajo escenarios contrafactuales favorables. La explicación de esta discrepancia no puede entenderse únicamente desde la evolución histórica del mercado, sino también desde las condiciones regulatorias y técnicas que han condicionado el acceso de estos sistemas a la red eléctrica en España.

Esta sección analiza la evolución del marco regulatorio del almacenamiento entre 2020 y 2026, con especial atención a los mecanismos de acceso y conexión, la progresiva incorporación del almacenamiento bidireccional al sistema eléctrico y las reformas aceleradas tras el apagón peninsular del 28 de abril de 2025. El objetivo no es únicamente describir la normativa vigente, sino evaluar cómo su implementación práctica ha condicionado el desarrollo real del almacenamiento a gran escala conectado a red.

4.3.1. Evolución del marco regulatorio del almacenamiento (2020–2026)

El desarrollo del almacenamiento electroquímico a gran escala en España ha estado condicionado, desde 2020, por una evolución regulatoria progresiva pero fragmentada. A diferencia de otros mercados europeos donde el almacenamiento se integró tempranamente como activo específico de flexibilidad y balance del sistema, el caso español se caracterizó inicialmente por la existencia de mecanismos parciales de acceso y conexión, sin un marco operativo adaptado a la naturaleza de las baterías. Esta situación generó una irregularidad

estructural, ya que existía regulación para solicitar acceso a la red, pero no un marco técnico y económico que permitiera operar el almacenamiento como recurso plenamente integrado en el sistema eléctrico.

4.3.1.1 Marco incompleto y primeras bases regulatorias (2020–2024)

El primer hito relevante fue la aprobación del Real Decreto 1183/2020, que reguló el procedimiento de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución eléctrica en España [123]. Esta norma constituyó la primera base administrativa formal para la tramitación de proyectos de almacenamiento en la red de transporte, estableciendo los procedimientos de solicitud, evaluación técnica y otorgamiento de permisos de acceso y conexión.

Sin embargo, el diseño del RD 1183/2020 respondía todavía a una lógica orientada a generación convencional y renovable. El almacenamiento electroquímico fue reconocido jurídicamente, aunque los criterios técnicos continuaron diseñados para tecnologías convencionales y no reflejaban adecuadamente su comportamiento bidireccional. En la práctica, las baterías conectadas a red debían tramitarse mayoritariamente bajo criterios equivalentes a los de instalaciones generadoras, especialmente en el acceso en modo generación, sometiéndose a las restricciones derivadas de los análisis de contingencia n-1 utilizados por REE y la CNMC para garantizar la seguridad del sistema. Estos criterios evalúan si la red puede continuar operando de forma estable ante la pérdida inesperada de un elemento crítico sin provocar sobrecargas o inestabilidades adicionales. En la práctica, esto implica que muchos nudos con elevada penetración renovable o con corredores de evacuación ya saturados presentan márgenes muy reducidos para nuevas instalaciones de almacenamiento operando en modo generación.

La Circular CNMC 1/2021 consolidó este enfoque al desarrollar la metodología y condiciones del acceso y conexión a las redes de transporte y distribución [134]. La aplicación de criterios n-1, basados en la pérdida del elemento más cargado de la red en situación de contingencia, introdujo limitaciones especialmente severas para el almacenamiento independiente conectado a la red de transporte. Aunque estas metodologías estaban justificadas desde el punto de vista de la seguridad operativa, fueron concebidas para instalaciones de generación convencionales y no para recursos capaces de alternar entre el consumo y la inyección de energía.

Paralelamente, y de forma casi simultánea a este marco normativo de acceso, surgieron los primeros instrumentos públicos de impulso económico al almacenamiento. El más destacado fue el PERTE ERHA (Proyecto Estratégico para la Recuperación y Transformación Económica de Energías Renovables, Hidrógeno Renovable y Almacenamiento), aprobado por el Consejo de

ministros el 14 de diciembre de 2021 y financiado mediante fondos Next Generation EU [133]. Su aprobación, apenas unos días después de la entrada en vigor del RD 1183/2020, introdujo las primeras subvenciones de escala relevante para proyectos BESS conectados a red y permitió activar un volumen significativo de proyectos en fases tempranas de desarrollo.

Este hito muestra que la disponibilidad de financiación pública precedió, en la práctica, a la existencia de un marco técnico de acceso adaptado a la naturaleza del almacenamiento. Los criterios n-1, coincidentes con los de la generación convencional, continuarían vigentes durante varios años, de modo que el impulso económico del PERTE ERHA no contó, durante ese período, con un marco regulatorio que permitiera materializarlo en capacidad instalada. Entre 2021 y 2024 se configuró así un escenario de financiación disponible sin una infraestructura de acceso adaptada a las particularidades técnicas del almacenamiento, lo que se tradujo en un elevado crecimiento del pipeline administrativo pero con una capacidad instalada todavía marginal frente a los objetivos del PNIEC.

4.3.1.2 El punto de inflexión regulatorio de 2025

El año 2025 constituyó un punto de inflexión para el almacenamiento en España debido a la convergencia de factores regulatorios, técnicos y políticos. El evento más relevante fue el apagón peninsular del 28 de abril de 2025, que puso de manifiesto la creciente necesidad de recursos flexibles capaces de aportar servicios de estabilidad, regulación de frecuencia y soporte dinámico en el sistema español, caracterizado por su elevada penetración renovable.

Aunque el almacenamiento no fue identificado como causa directa del evento, este evento aceleró significativamente la agenda regulatoria pendiente. A partir de ese momento, tanto REE como la CNMC intensificaron el desarrollo de mecanismos específicos para facilitar la integración del almacenamiento y mejorar la visibilidad de la capacidad disponible en la red [135].

En este contexto se produjo la primera publicación de capacidades disponibles para almacenamiento. En diciembre de 2024, REE incorporó por primera vez información específica sobre capacidad de acceso para almacenamiento, identificando aproximadamente 8 GW de capacidad disponible para nuevos proyectos de baterías en los ámbitos de transporte y distribución con afección significativa sobre la red de transporte. Dentro de esta cifra, alrededor de 3 GW correspondían a capacidad exclusiva para instalaciones de almacenamiento síncrono independientes (*stand-alone*, MGES), resultado de la aplicación de criterios específicos de

acceso para esta tecnología [136]. Posteriormente, en febrero de 2026, REE publicaría por primera vez el mapa completo de capacidades de acceso en modo demanda [137].

Al mismo tiempo, el regulador impulsó nuevos mecanismos de acceso, incluyendo los primeros concursos de capacidad de demanda y el desarrollo inicial del modelo de acceso flexible [138]. Estas iniciativas representaban un cambio relevante respecto al modelo previo, ya que comenzaban a reconocer explícitamente el papel del almacenamiento como activo de flexibilidad y no únicamente como instalación generadora convencional.

Sin embargo, durante esta fase persistía todavía una fragmentación regulatoria significativa. Los mecanismos de acceso seguían diferenciando entre acceso en generación y acceso en demanda, mientras que muchas de las soluciones propuestas, particularmente el acceso flexible avanzado, permanecían aún en fase de tramitación o implementación parcial.

4.3.1.3 Consolidación del marco técnico y bidireccional (finales de 2025–2026)

La consolidación del marco técnico específico para almacenamiento no se produjo hasta finales de 2025. El elemento decisivo fue la aprobación de las Especificaciones de Detalle de la CNMC para instalaciones de demanda y almacenamiento, publicadas en diciembre de 2025 [121]. Estas especificaciones completaron por primera vez el marco técnico necesario para la operación bidireccional del almacenamiento conectado a red.

La nueva regulación permitió formalizar la diferenciación entre acceso en modo generación y acceso en modo demanda, reconociendo explícitamente que una batería puede comportarse alternativamente como consumidor o generador según su estado operativo. Esta separación introdujo cambios relevantes tanto en la evaluación técnica de los proyectos como en las capacidades potencialmente accesibles en cada modalidad de acceso.

Además, el nuevo marco regulatorio incorporó el desarrollo del modelo de acceso flexible, diseñado para permitir conexiones condicionadas o gestionables en determinados nudos saturados. Aunque su implementación completa continuaba pendiente en 2026, este mecanismo representaba la primera propuesta regulatoria orientada específicamente a desbloquear restricciones de acceso para almacenamiento sin necesidad inmediata de nueva infraestructura de red.

La publicación del mapa GRT_demanda por parte de REE en febrero de 2026 completó este proceso de transición regulatoria al proporcionar, por primera vez, visibilidad pública sobre la

capacidad disponible para almacenamiento en modo demanda en las subestaciones de la red de transporte española.

En conjunto, la evolución regulatoria entre 2020 y 2026 muestra que el almacenamiento electroquímico a gran escala en España se desarrolló durante varios años bajo un marco parcialmente incompleto, donde existían procedimientos administrativos de acceso pero no un entorno técnico plenamente adaptado a la operación bidireccional de las baterías.

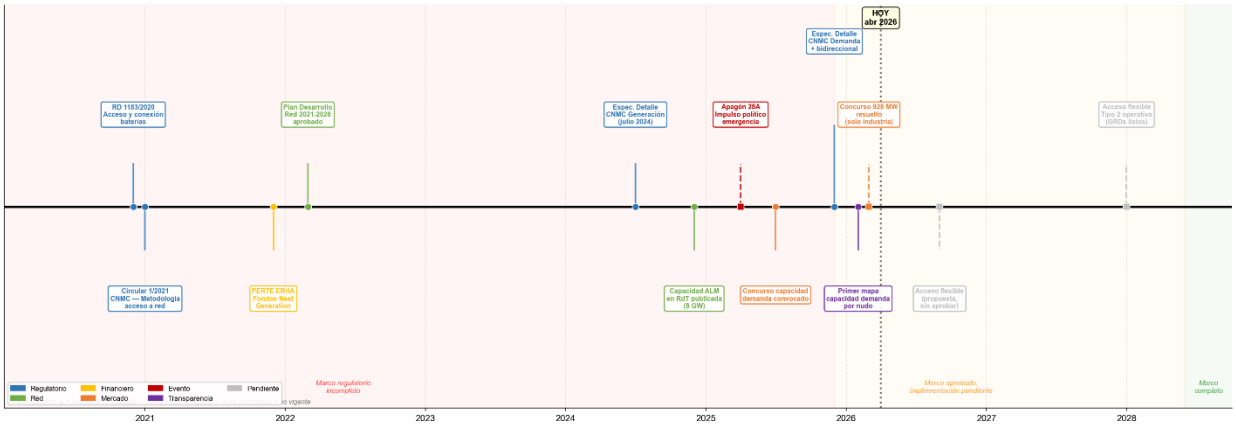


Ilustración 26. Línea temporal del marco regulatorio del almacenamiento energético en España (2019–2026).
Fuente: Elaboración propia a partir de BOE, CNMC, REE e IDAE (NB04).

4.4. Caracterización tecnológica y funcional de la cartera de proyectos[10]

Las secciones anteriores han analizado el despliegue del almacenamiento en España desde distintas perspectivas: el estado actual de la cartera de proyectos (sección 4.1), su posición relativa respecto a otros mercados europeos (sección 4.2) y la evolución del marco regulatorio y técnico entre 2020 y 2026 (sección 4.3). A partir de esa base, esta sección se centra en cómo esas condiciones regulatorias y de acceso se reflejan en limitaciones concretas sobre el despliegue real del almacenamiento electroquímico a gran escala en España.

[10] La capacidad publicada por REE representa capacidad técnicamente disponible bajo determinados supuestos regulatorios y operativos, pero no implica necesariamente viabilidad económica o capacidad plenamente utilizable para proyectos concretos. Factores como la proximidad a la demanda, el coste de evacuación, la disponibilidad de financiación o las restricciones territoriales locales no pueden cuantificarse individualmente con los datos públicos disponibles y quedan fuera del alcance del presente análisis.

El análisis se desarrolla a partir de los datos públicos disponibles de Red Eléctrica de España (REE) sobre acceso y conexión: los mapas GRT_generacion y GRT_demanda, el Estado de Solicitudes y el listado de solicitudes activas en modo demanda publicados entre diciembre de 2024 y abril de 2026 [139]. Conviene señalar que estas bases no representan la totalidad del pipeline nacional de almacenamiento, sino únicamente la parte visible y publicada del mismo. En particular, el listado de solicitudes activas en modo demanda (67 proyectos y 2.431 MW) debe interpretarse como una aproximación a la presión existente sobre el sistema de acceso y conexión, no como un registro completo del mercado español. Del mismo modo, el pipeline CP del estado de solicitudes corresponde únicamente a proyectos tramitados en modo generación y bajo criterios técnicos distintos, por lo que ambos registros no son directamente comparables.

Bajo estas limitaciones, el objetivo de esta sección es identificar patrones de saturación, bloqueo y desacoplamiento territorial que ayuden a explicar la diferencia entre el elevado volumen de proyectos en tramitación y la reducida capacidad que finalmente llega a conectarse a la red.

4.4.1. Diferencias entre acceso en generación y en demanda

El despliegue del almacenamiento de BESS en España puede tramitarse actualmente a través de dos modalidades de acceso diferenciadas: el acceso en modo generación y el acceso en modo demanda. Aunque ambas utilizan la misma infraestructura física de red, sus implicaciones técnicas, regulatorias y económicas son distintas. El acceso en generación permite a la instalación participar plenamente como agente de generación en el mercado eléctrico, incluyendo arbitraje energético y servicios de ajuste, pero está sujeto a los criterios de evaluación de capacidad de generación como potencia de cortocircuito, comportamiento estático y comportamiento dinámico, con percentiles de probabilidad de evacuación más exigentes que los aplicados al almacenamiento [140]. El acceso en demanda, por el contrario, evalúa la instalación como consumidor conectado a red, bajo el régimen de capacidad de acceso flexible, con mayores limitaciones operativas y de modelo de negocio [141].

El análisis utiliza la información publicada por REE para las 937 subestaciones de la red de transporte peninsular (≥220 kV), incluyendo capacidad disponible, capacidad ya otorgada y solicitudes en tramitación tanto en modo generación como en modo demanda. La comparación entre ambos registros permite identificar diferencias de saturación, disponibilidad y accesibilidad efectiva para proyectos de almacenamiento electroquímico conectados a red.

Los datos muestran diferencias relevantes entre el acceso en modo generación y el acceso en modo demanda. Aunque ambos utilizan la misma red física, el nivel de saturación y la capacidad disponible son muy distintos. El registro de generación, donde se concentra el pipeline histórico CP analizado anteriormente, presenta una saturación significativamente mayor y menos capacidad disponible que el modo demanda.

Tabla 9. Principales métricas agregadas de los registros de generación y demanda a abril de 2026. Fuente: Elaboración propia (NB04) a partir de REE GRT_demanda y GRT_generacion (01/04/2026).

MÉTRICA	MODO DEMANDA (GRT_DEMANDA)	MODO GENERACIÓN (GRT_GENERACION)
NUDOS TOTALES ANALIZADOS	937	937
NUDOS SATURADOS	652 (69,6 %)	729 (77,8 %)
NUDOS CON CAPACIDAD DISPONIBLE	285 (30,4 %)	208 (22,2 %)
MW DISPONIBLES TOTALES	217.664 MW	84.879 MW
MW YA OTORGADOS	47.590 MW	19.354 MW
MW EN TRAMITACIÓN	16.091 MW	15.544 MW

La diferencia agregada entre ambos registros alcanza aproximadamente 132.785 MW adicionales de capacidad disponible en modo demanda respecto al modo generación. Este resultado es especialmente relevante porque muestra que gran parte de la cartera de proyectos de almacenamiento histórica se ha desarrollado bajo el registro con mayores restricciones técnicas y menor capacidad disponible.

Los 84.879 MW publicados por REE para el modo generación corresponden a la suma de varias subcategorías de acceso (MGES/MPE × RdT/RdD), mientras que cada proyecto únicamente puede tramitarse a través de una de ellas. Por tanto, la cifra representa un máximo agregado teórico y no una capacidad accesible simultáneamente. Para estimaciones conservadoras de despliegue utility-scale standalone en red de transporte, este trabajo utiliza como referencia la subcategoría MGES_RdT, que arroja aproximadamente 7.189 MW disponibles[11].

[11] MGES_RdT corresponde a proyectos standalone conectados directamente a la red de transporte bajo modalidad específica de almacenamiento. Se utiliza como referencia conservadora en los escenarios cuantitativos del Capítulo 5.

Por otro lado, el listado de solicitudes activas en modo demanda publicado por REE en abril de 2026 recoge 67 proyectos de almacenamiento y 2.431 MW solicitados. Este registro no equivale al pipeline CP del Estado de Solicitudes analizado en secciones anteriores, sino que corresponde a proyectos que optan específicamente por el acceso en modo demanda y, por tanto, se evalúan bajo criterios técnicos diferentes. La coexistencia de ambos registros ayuda a explicar parte de la fragmentación actual del despliegue del almacenamiento en España.

La diferencia entre ambas vías también se observa en las tasas de conversión. Si se analiza la potencia de módulos, el pipeline de baterías presenta 193 MW en Puesta en Servicio frente a 26.007 MW con permisos concedidos, lo que equivale a una tasa de conversión aproximada del 0,74 %. Sin embargo, si el análisis se limita a la capacidad formal de acceso en generación, las cifras descienden a 12 MW en servicio frente a 10.902 MW concedidos, reduciendo la tasa al 0,11 %. Esto sugiere que una parte relevante del almacenamiento actualmente operativo no queda reflejada en los registros de acceso en modo generación utilizados por REE, posiblemente debido a configuraciones híbridas, esquemas de acceso alternativos o diferencias entre la potencia de módulos instalada y la capacidad formalmente registrada para acceso y conexión.

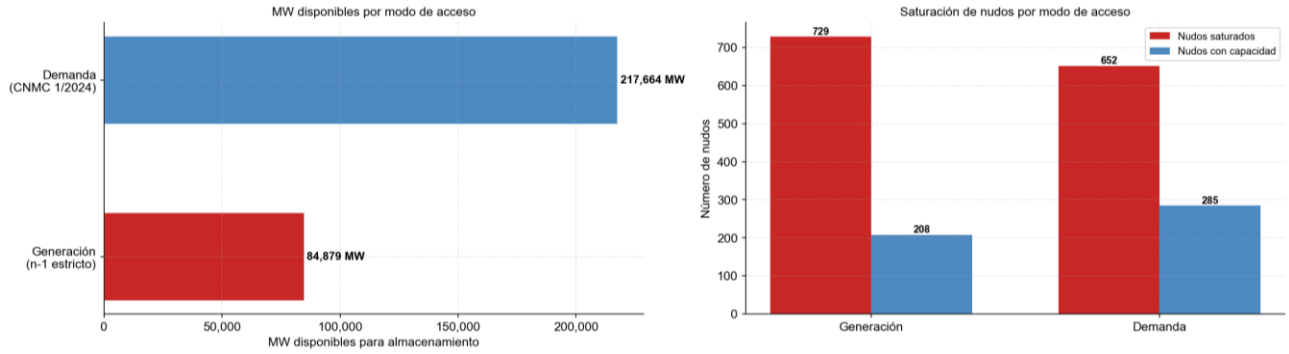


Ilustración 27. Ventanillas de acceso a la red: comparación entre modo demanda y modo generación en la red de transporte española.
Fuente: Elaboración propia (NB04) a partir de REE GRT_demanda + GRT_generacion (01/04/2026).

En la Ilustración 27 se visualiza esta diferencia entre ambos registros. La mayor parte de la capacidad disponible del sistema se concentra en el modo demanda, mientras que el acceso en generación, necesario para el arbitraje completo en mercado mayorista y el modelo standalone tradicional permanece significativamente más saturado. El resultado es una situación en la que el sistema dispone de capacidad técnica relevante para absorber almacenamiento, pero gran parte de dicha capacidad no resulta directamente accesible para el pipeline históricamente desarrollado bajo criterios de generación.

4.4.2. Saturación de nudos y desajuste geográfico

Aunque el sistema eléctrico español presenta una capacidad agregada elevada para almacenamiento en términos absolutos, dicha capacidad no se distribuye de forma homogénea entre territorios ni coincide necesariamente con la localización de los proyectos en tramitación. El análisis territorial realizado a partir de los mapas GRT de REE muestra diferencias muy significativas entre comunidades autónomas tanto en disponibilidad de acceso como en niveles de saturación.

Tabla 10. Principales indicadores territoriales de capacidad disponible y saturación en ambos registros de acceso.
Fuente: Elaboración propia (NB04) a partir de REE GRT_demanda + GRT_generacion (01/04/2026).

CCAA	NUDOS	SATURACIÓN DEMANDA	MW DISPONIBLES DEMANDA	SATURACIÓN GENERACIÓN	MW DISPONIBLES GENERACIÓN
ANDALUCÍA	94	61 %	50.008	89 %	4.883
CASTILLA Y LEÓN	86	49 %	40.024	85 %	4.524
GALICIA	60	30 %	39.788	90 %	836
COMUNIDAD VALENCIANA	73	77 %	19.114	89 %	6.024
EXTREMADURA	34	59 %	16.854	97 %	16
REGIÓN DE MURCIA	17	35 %	15.374	100 %	0
CASTILLA-LA MANCHA	48	73 %	9.490	96 %	436
PAÍS VASCO	38	55 %	8.006	87 %	2.123
PRINCIPADO DE ASTURIAS	17	41 %	3.982	88 %	166
CANTABRIA	12	33 %	3.414	92 %	218
ARAGÓN	54	87 %	2.578	80 %	2.708
CATALUÑA	117	95 %	2.284	74 %	24.653
ISLAS BALEARES	78	74 %	2.050	38 %	6.845
CANARIAS	99	64 %	2.032	63 %	1.598

Los resultados muestran una distribución territorial bastante desigual de la capacidad disponible. Andalucía, Castilla y León y Galicia concentran conjuntamente cerca del 60 % de toda la capacidad disponible publicada por REE en modo demanda. En contraste, otras regiones presentan disponibilidad muy reducida o incluso nula en determinados registros de acceso, pese a mantener actividad inversora significativa en almacenamiento.

Las diferencias entre ambos registros son especialmente relevantes en determinadas comunidades. Extremadura dispone de más de 16 GW publicados en modo demanda frente a únicamente 16 MW en generación. La Región de Murcia presenta más de 15 GW disponibles en demanda y 0 MW en generación. Castilla-La Mancha mantiene cerca de 9,5 GW en demanda, pero apenas ~436 MW en generación. Estas diferencias reflejan que la capacidad técnicamente disponible para consumir energía no coincide necesariamente con la capacidad accesible para proyectos standalone orientados al arbitraje en mercado mayorista.

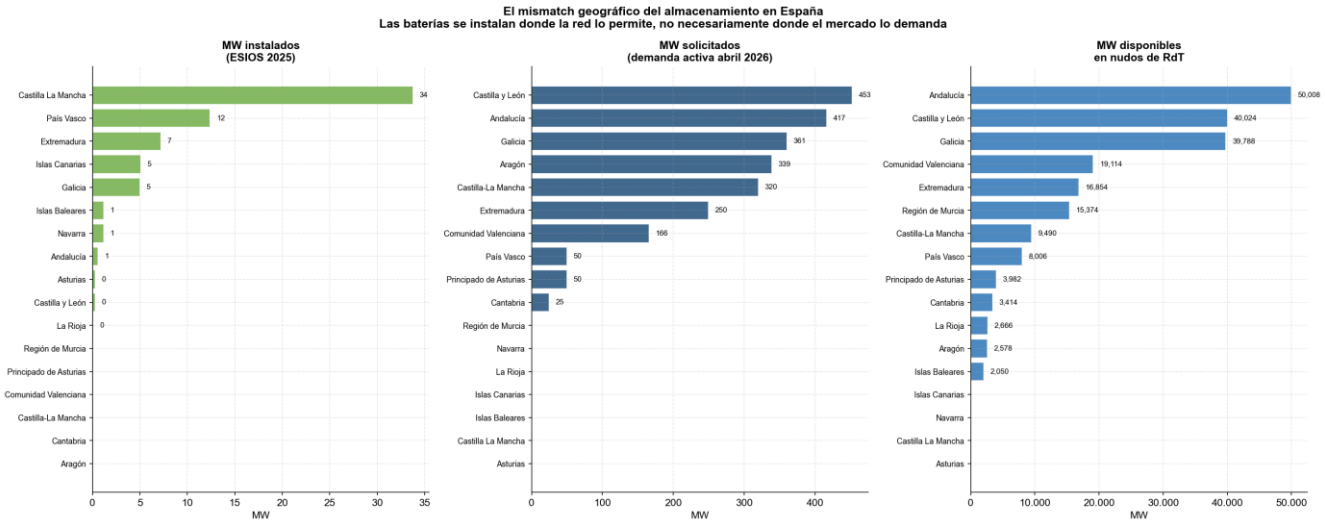


Ilustración 28. El desajuste geográfico del almacenamiento en España. Comparativa entre MW instalados, solicitudes activas y capacidad disponible por CCAA.
Fuente: Elaboración propia (NB04) a partir de REE + ESIOS + solicitudes acceso demanda (abril 2026).

La concentración territorial tampoco es homogénea a escala de subestación. El 10 % de los nudos con mayor disponibilidad concentra aproximadamente el 25,6 % de toda la capacidad publicada por REE en modo demanda, mientras que comunidades como Madrid o Navarra no presentan capacidad disponible en este registro en el momento del análisis.

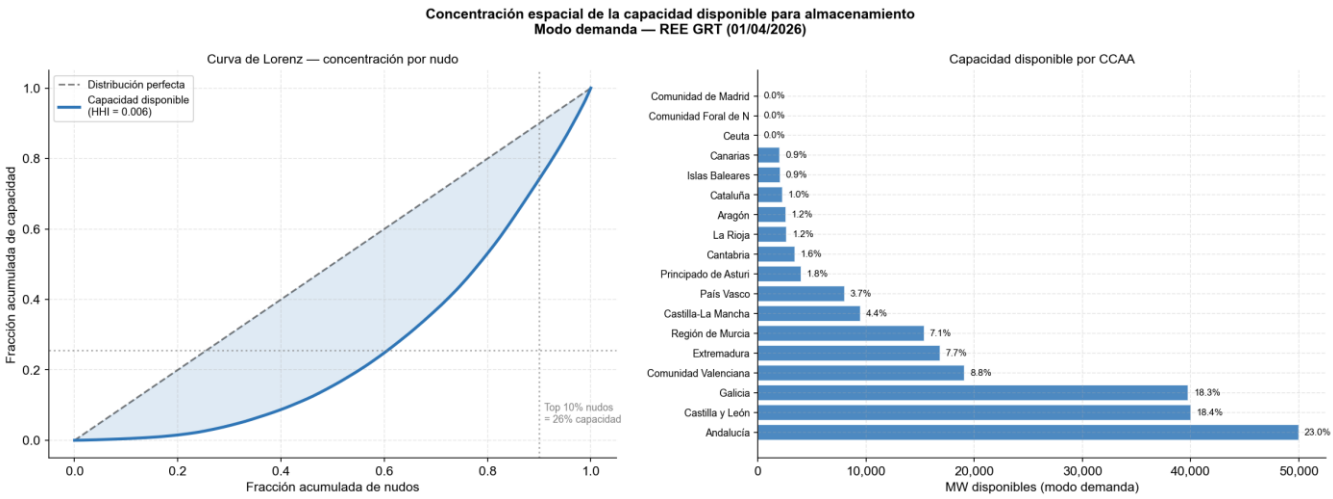


Ilustración 29. Concentración espacial de la capacidad disponible para almacenamiento. Curva de Lorenz y distribución territorial por CCAA.
Fuente: Elaboración propia. (NB04) a partir de REE GRT_demanda (01/04/2026).

Los mayores volúmenes se localizan principalmente en Andalucía, Castilla y León, Galicia y Extremadura, con subestaciones como ZARZON 400, ALMAZAN 400 o SILLEDA 400 superando individualmente los 2 GW disponibles. La localización de estos nudos no es aleatoria, en muchos casos coincide con corredores de alta evacuación renovable, zonas rurales con elevada capacidad de transporte o áreas próximas a grandes desarrollos fotovoltaicos y eólicos. Sin embargo, también implica que una parte importante de dicha capacidad se sitúa lejos de determinados centros de consumo o de algunos polos actuales de presión inversora, limitando su accesibilidad económica efectiva para determinados modelos de negocio.

El cruce proyecto a proyecto con el mapa de nudos confirma este desacoplamiento. De los 67 proyectos activos analizados en modo demanda, 40 proyectos, equivalentes a aproximadamente 1.494 MW, se localizan en nudos ya saturados, frente a únicamente 27 proyectos (937 MW) situados en nudos con capacidad disponible.

Tabla 11. Cruce entre solicitudes activas y capacidad disponible en nudos.
Fuente: Elaboración propia (NB04) a partir de REE solicitudes acceso demanda + GRT_demanda (abril 2026).

RESULTADO DEL CRUCE PROYECTO–NUDO	PROYECTOS	MW
PROYECTOS EN NUDOS CON CAPACIDAD DISPONIBLE	27	937 MW
PROYECTOS EN NUDOS SATURADOS	40	1.494 MW
TOTAL ANALIZADO	67	2.431 MW

Es decir, cerca del 62 % de los proyectos analizados y aproximadamente el 61 % de la potencia solicitada se ubican en nudos ya saturados. El problema, por tanto, no parece ser únicamente la falta agregada de red, sino que muchos proyectos continúan desarrollándose en zonas donde la capacidad disponible es limitada o inexistente.

Los casos observados muestran patrones repetitivos. Comunidad Valenciana concentra 166 MW solicitados pese a presentar elevada saturación en generación. Castilla-La Mancha mantiene una presión inversora relevante en nudos con capacidad reducida. Aragón combina altos niveles de solicitudes con uno de los menores volúmenes de capacidad disponible en demanda entre las grandes regiones renovables.

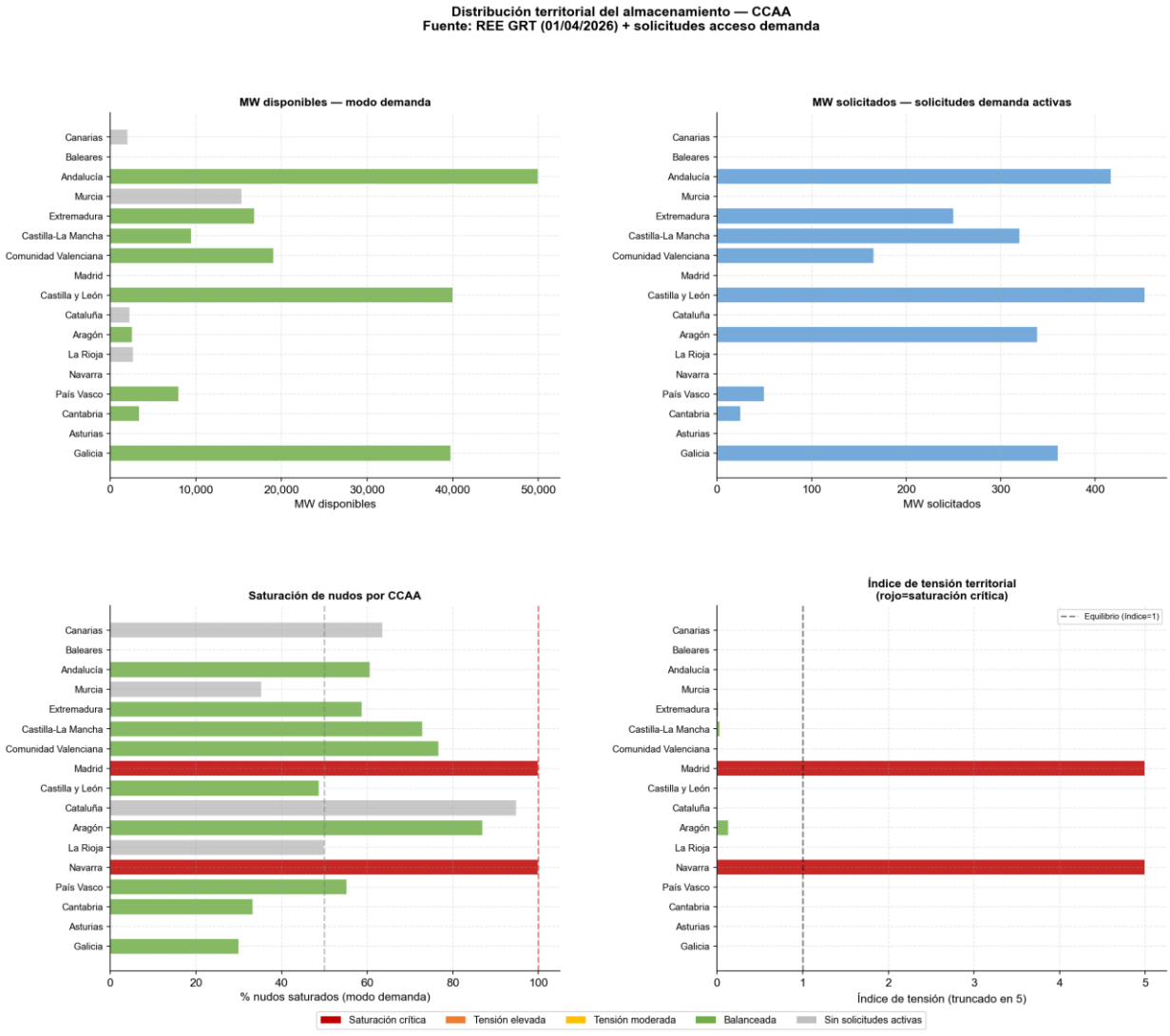


Ilustración 30. Distribución territorial entre solicitudes activas y capacidad disponible por CCAA.
Fuente: Elaboración propia (NB04) a partir de REE GRT_demanda + solicitudes activas (abril 2026).

Estos resultados sugieren que la capacidad publicada por REE no puede interpretarse como capacidad automáticamente accesible para cualquier proyecto utility-scale. La viabilidad efectiva depende de factores adicionales no reflejados en los mapas GRT: proximidad a parques renovables existentes para hibridación, cercanía a centros de consumo, costes de evacuación, disponibilidad de suelo industrial o atractivo económico del arbitraje eléctrico en cada territorio.

En consecuencia, el análisis territorial apunta a un problema de desequilibrio geográfico más que a una escasez física absoluta de red. Existe capacidad técnica agregada en determinadas regiones y nudos, pero una parte significativa del pipeline continúa concentrándose en zonas donde el acceso ya se encuentra altamente tensionado.

4.4.3. Criterios limitantes y potencial de desbloqueo

Las secciones anteriores muestran una aparente contradicción: el sistema eléctrico español publica más de 217 GW disponibles para almacenamiento en modo demanda y cerca de 85 GW en modo generación, pero al mismo tiempo el 70–78% de los nudos aparecen saturados y el 60% de las solicitudes activas se concentran precisamente en esos nudos bloqueados.

Para interpretar correctamente esta diferencia se debe analizar qué tipo de restricción técnica está saturando cada nudo. No todos los bloqueos tienen el mismo significado ni potencial de resolución futura.

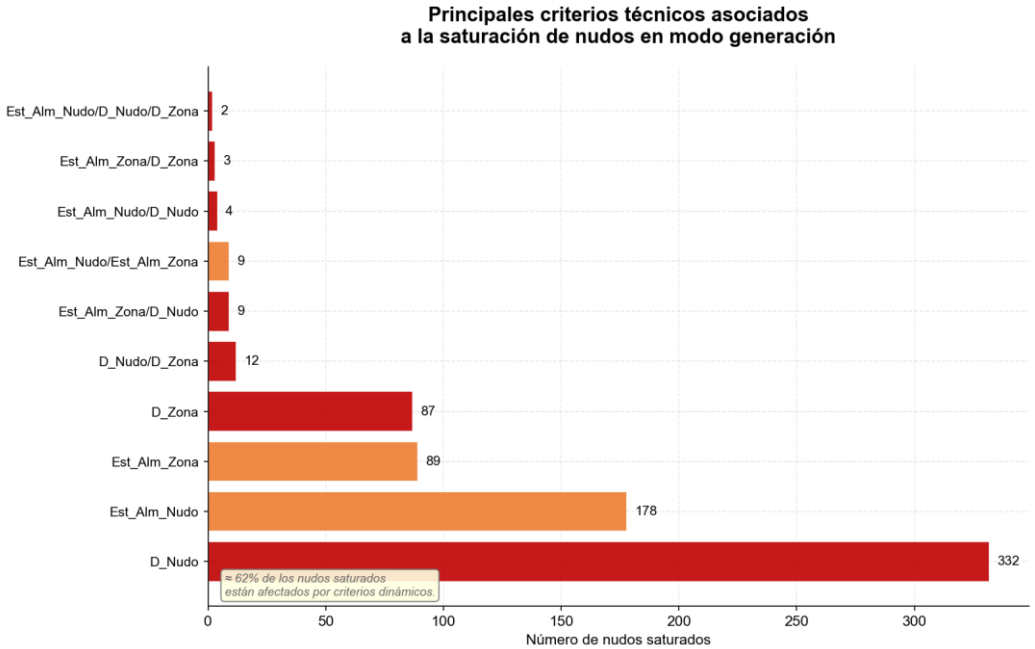


Ilustración 31. Principales criterios técnicos asociados a la saturación de nudos en modo generación. Distribución de nudos saturados según criterio limitante.
Fuente: Elaboración propia (NB04) a partir de REE GRT_generacion (01/04/2026).

En modo generación, el criterio dominante es D_Nudo, presente en 332 nudos, equivalente a aproximadamente el 62% de todos los nudos saturados. Este criterio evalúa la estabilidad dinámica local del nudo y aparece principalmente en zonas con elevada penetración de electrónica de potencia y baja robustez de red.

El segundo grupo más relevante corresponde a los criterios estáticos Est_Alm_Nudo (178 nudos) y Est_Alm_Zona (89 nudos), asociados a saturación física de transformadores, embarrados o corredores de evacuación.

Tabla 12. Principales criterios técnicos asociados a la saturación de nudos en modo generación. Fuente: Elaboración propia

CRITERIO	TIPO DE LIMITACIÓN	NUDOS AFECTADOS	INTERPRETACIÓN
D_NUDO	Dinámico	332	Debilidad dinámica local del nudo
DIN1_ZONA	Dinámico	268	Inestabilidad dinámica zonal
EST_ALM_NUDO	Estático	178	Saturación física del transformador/subestación
EST_ALM_ZONA	Estático	89	Saturación del corredor de evacuación
D_ZONA	Dinámico	87	Restricción dinámica de corredor
WSCR_NUDO	Robustez de red	9	Potencia de cortocircuito insuficiente

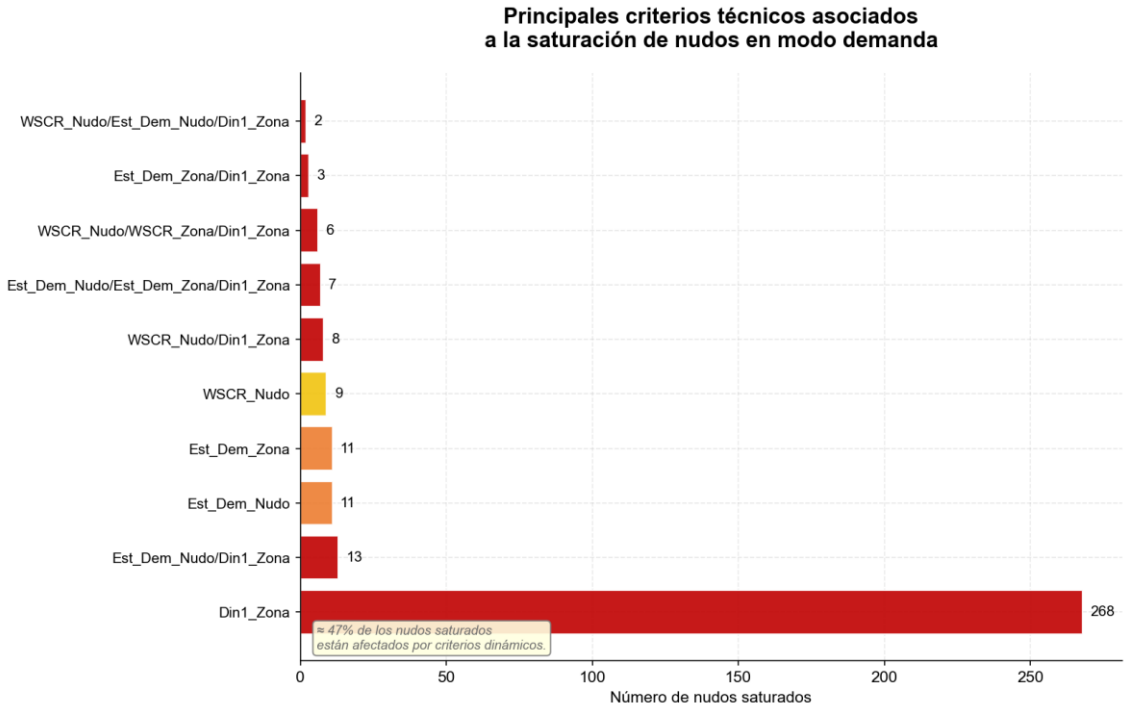


Ilustración 32. Principales criterios técnicos asociados a la saturación de nudos en modo demanda. Distribución de nudos saturados según criterio limitante.
Fuente: Elaboración propia (NB04) a partir de REE GRT_demanda (01/04/2026).

En modo demanda, el criterio claramente dominante es Din1_Zona, presente en 268 nudos, cerca del 47% del total saturado. A diferencia del modo generación, las restricciones físicas convencionales tienen un peso mucho menor: Est_Dem_Nudo y Est_Dem_Zona aparecen únicamente en 11 nudos cada uno.

Tabla 13. Principales criterios técnicos asociados a la saturación de nudos en modo demanda. Fuente: Elaboración propia

CRITERIO	TIPO DE LIMITACIÓN	NUDOS AFECTADOS	INTERPRETACIÓN
DIN1_ZONA	Dinámico	268	Inestabilidad dinámica zonal
EST_DEM_NUDO	Estático	11	Saturación física del nudo
EST_DEM_ZONA	Estático	11	Saturación física del corredor
WSCR_NUDO	Robustez de red	9	Potencia de cortocircuito insuficiente
WSCR_NUDO/DIN1_ZONA	Mixto	8	Restricción dinámica y debilidad de red simultánea
EST_DEM_NUDO/EST_DEM_ZONA /DIN1_ZONA	Mixto	7	Saturación física y dinámica simultánea

Los criterios estáticos (Est_) representan limitaciones físicas convencionales, saturación de transformadores, embarrados o corredores de evacuación. En estos casos, el desbloqueo requiere nuevas infraestructuras de red y horizontes temporales asociados al Plan de Desarrollo de la Red de Transporte.

Por el contrario, los criterios dinámicos (D_Nudo, D_Zona y Din1_Zona) tienen una naturaleza potencialmente revisable. Estas restricciones dependen del comportamiento transitorio del sistema y de las capacidades de soporte dinámico que pueda aportar la instalación.

Este punto es especialmente relevante para el almacenamiento electroquímico, ya que las nuevas especificaciones técnicas CAD1 y los esquemas de acceso flexible planteados por REE están precisamente orientados a permitir la conexión de instalaciones capaces de operar bajo requisitos avanzados de soporte de tensión y modulación temporal de potencia.

En términos agregados, los criterios dinámicos afectan a varios cientos de nudos actualmente saturados. Esto introduce un potencial de desbloqueo relevante para los escenarios prospectivos

desarrollados en el capítulo 5, especialmente en aquellos casos donde la limitación no depende de nueva infraestructura física sino de cambios en los criterios de operación y evaluación del sistema.

No obstante, no todas las restricciones son equivalentes desde el punto de vista técnico. El criterio WSCR, asociado a debilidad de cortocircuito de la red, representa uno de los casos más complejos de resolver, ya que requiere aumentar físicamente la robustez eléctrica mediante compensadores síncronos, refuerzo de red o incremento de potencia de cortocircuito.

Por el contrario, restricciones como Din1_Zona o parte de los casos asociados a D_Nudo podrían reevaluarse bajo esquemas de acceso flexible y nuevas especificaciones de comportamiento dinámico del inversor.

Este resultado es consistente con el diagnóstico observado anteriormente: el principal cuello de botella no parece derivar únicamente de falta agregada de red disponible, sino también de cómo se evalúa la estabilidad y robustez de determinados nudos bajo los criterios actuales de acceso.

Capítulo 5. Análisis de Escenarios de Despliegue 2026–2030 mediante Simulación Monte Carlo

Los capítulos anteriores han permitido caracterizar tanto la evolución reciente del almacenamiento energético en España como las principales restricciones estructurales asociadas a su despliegue. El análisis realizado mostró que el sistema eléctrico español dispone de capacidad potencial relevante para almacenamiento, aunque condicionada por una fuerte heterogeneidad territorial, saturación parcial de nudos y diferencias entre los distintos mecanismos de acceso y conexión.

A partir de este diagnóstico, el presente capítulo analiza distintos escenarios de integración de almacenamiento hasta 2030 utilizando un enfoque combinado determinista y probabilístico. En primer lugar, se desarrollan escenarios técnicos de capacidad potencialmente materializable bajo diferentes niveles de restricción y flexibilización del acceso. Posteriormente, dichos escenarios se incorporan a una simulación Monte Carlo con el objetivo de cuantificar la incertidumbre asociada a la materialización efectiva del pipeline español. A partir de esta simulación se obtienen distribuciones probabilísticas de capacidad instalada en 2030, percentiles de despliegue esperado y probabilidades de cumplimiento de los objetivos establecidos en el PNIEC. La parametrización completa del modelo y un resumen de los principales resultados de la simulación se incluyen en el anexo 1.

El análisis se centra en almacenamiento electroquímico BESS utility-scale, complementado con bombeo reversible y termosolar con almacenamiento, e incorpora factores como la saturación territorial observada, la evolución de configuraciones híbridas, el potencial de reutilización de infraestructura y la incertidumbre regulatoria asociada a mecanismos como el acceso flexible o los criterios dinámicos de conexión.

Más que predecir un valor exacto de capacidad instalada en 2030, el objetivo del capítulo es evaluar bajo qué condiciones estructurales y regulatorias podrían alcanzarse distintos niveles de despliegue compatibles con los objetivos nacionales de almacenamiento.

5.1.Escenarios de integración de almacenamiento

El análisis se basa en las dos principales vías de acceso actualmente utilizadas por el almacenamiento en España: MGES y MPE.

La categoría MGES (Módulo de Generación de Electricidad Síncrono) representa principalmente instalaciones standalone conectadas como generación convencional y constituye la vía más comparable al modelo *merchant* utilizado en otros mercados europeos. Por su parte, MPE (Módulo de Potencia Electrónica) permite configuraciones más flexibles, incluyendo determinadas soluciones híbridas, compensadores síncronos y esquemas de reutilización parcial de evacuación.

A su vez, ambas categorías pueden conectarse tanto en:

- RdT (Red de Transporte), donde los criterios técnicos y de estabilidad son más exigentes, pero existe mayor acceso a servicios de sistema y mercados eléctricos
- RdD (Red de Distribución), donde la capacidad agregada disponible es mucho mayor, aunque bajo modelos de conexión y operación diferentes.

La principal limitación identificada en el capítulo anterior no es la falta de capacidad total de red, sino el desajuste territorial entre la localización del pipeline y la capacidad realmente disponible en cada vía y comunidad autónoma. Por este motivo, el análisis no utiliza un único escenario agregado, sino distintos escenarios técnicos que representan diferentes grados de compatibilidad, flexibilidad regulatoria y utilización de la infraestructura existente.

A partir de estas categorías se construyen cuatro escenarios técnicos de compatibilidad en generación y un análisis complementario de la vía demanda.

5.1.1. Escenario A — Compatibilidad restrictiva sin hibridación

El escenario A utiliza exclusivamente la capacidad disponible en categoría MGES_RdT, correspondiente a almacenamiento conectado en Red de Transporte bajo configuración standalone y criterios completos de acceso en modo generación. Se trata del escenario más restrictivo del análisis y el más comparable al modelo *utility-scale merchant* utilizado en otros mercados europeos analizados anteriormente.

El cruce se realiza por comunidad autónoma, tomando en cada caso el mínimo entre el pipeline CP existente y la capacidad MGES_RdT disponible en esa misma región. Esta aproximación territorial es necesaria porque el pipeline publicado por REE no incluye el nudo exacto solicitado por cada proyecto, sino únicamente su distribución por CCAA.

Los resultados reflejan de forma directa el desajuste territorial identificado en el capítulo 4. Las regiones con mayor concentración de proyectos, como Castilla-La Mancha, Andalucía o

Extremadura, presentan una capacidad MGES_RdT claramente inferior al volumen de almacenamiento solicitado. Por el contrario, Castilla y León constituye una excepción parcial, ya que la capacidad disponible se aproxima al tamaño de su pipeline regional.

La capacidad compatible agregada obtenida en este escenario es de aproximadamente 6,7 GW, equivalente a cerca del 26 % del pipeline CP analizado. Esto implica que una parte muy relevante de los proyectos actualmente en tramitación no podría conectarse bajo el modelo standalone tradicional en red de transporte sin cambios regulatorios o sin utilizar vías de acceso alternativas.

La Ilustración 33 resume los resultados del escenario y muestra la diferencia entre el pipeline total y la capacidad técnicamente compatible bajo criterios MGES_RdT.

En términos prácticos, el Escenario A representa el cuello de botella real del modelo BESS standalone *utility-scale* bajo las condiciones actuales de acceso en red de transporte.

5.1.2. Escenario B — Generación ampliada (MGES + MPE)

El Escenario B amplía la capacidad disponible en generación incorporando la categoría MPE_RdT además de la capacidad MGES_RdT utilizada en el escenario anterior. Esta categoría incluye configuraciones técnicas más flexibles dentro de la propia red de transporte, como sistemas híbridos, reutilización parcial de evacuación existente o esquemas de modulación de potencia electrónica.

A diferencia del Escenario A, este escenario no se limita al modelo standalone convencional, aunque sigue siendo exclusivamente vía generación y únicamente en Red de Transporte. No incorpora todavía capacidad en Red de Distribución ni acceso en modo demanda.

Metodológicamente, el cruce se realiza de la misma forma que en el Escenario A, agregando por comunidad autónoma la capacidad disponible en MGES_RdT y MPE_RdT y comparándola con el pipeline CP existente en cada región.

La incorporación de capacidad MPE permite aumentar significativamente la compatibilidad en comunidades donde la capacidad MGES standalone se encontraba prácticamente saturada, pero donde todavía existen nudos con margen técnico bajo configuraciones más flexibles. El resultado agregado asciende a aproximadamente 9,3 GW compatibles, equivalente a cerca del 36 % del pipeline analizado.

El incremento respecto al escenario A cuantifica una idea importante del análisis, parte de las restricciones observadas no dependen únicamente de la falta física de red, sino también del tipo

de configuración técnica utilizada para acceder a ella. En la práctica, proyectos capaces de operar bajo esquemas MPE disponen de un espectro de conexión más amplio que el almacenamiento standalone tradicional.

La Ilustración 33 muestra el aumento de capacidad compatible respecto al escenario restrictivo anterior y permite visualizar el efecto de esta flexibilización parcial del acceso en generación.

5.1.3. Escenario C — Capacidad técnica agregada y red de distribución

El Escenario C incorpora la totalidad de las categorías disponibles en el registro GRT_generacion: MGES_RdT, MPE_RdT, MGES_RdD y MPE_RdD. Representa el escenario más amplio del análisis y aproxima el techo técnico agregado del sistema eléctrico, considerando simultáneamente la capacidad disponible tanto en red de transporte como en red de distribución y bajo cualquier configuración técnica de acceso.

El cruce se realiza nuevamente por comunidad autónoma, agregando toda la capacidad disponible en generación y comparándola con el pipeline CP existente en cada región. Bajo estas condiciones, la capacidad compatible asciende a aproximadamente 19,4 GW, equivalente a cerca del 75 % del pipeline analizado.

La principal diferencia respecto a los escenarios anteriores es el peso de la Red de Distribución. El GRT muestra que la RdD dispone de una capacidad agregada muy superior y territorialmente más distribuida que la RdT, lo que reduce de forma importante el desequilibrio geográfico observado en el modelo standalone tradicional.

Sin embargo, este escenario requiere una interpretación cuidadosa. La existencia de capacidad en RdD no implica equivalencia regulatoria ni económica con la conexión en RdT. Aunque ambas vías permiten técnicamente la integración del almacenamiento, las instalaciones conectadas en distribución operan bajo condiciones distintas y con acceso más limitado a determinados mercados y servicios sistémicos.

Además, la capacidad disponible en RdT y RdD no es acumulable para un mismo proyecto. El valor obtenido representa la capacidad total que el sistema podría absorber considerando proyectos diferentes conectados en distintas vías de acceso, no la capacidad disponible para un único promotor o configuración concreta.

En términos generales, el escenario C muestra que el sistema eléctrico español dispone de capacidad física para absorber una parte muy significativa del pipeline BESS actual. No obstante,

esa capacidad se encuentra repartida entre modelos de acceso con características técnicas, regulatorias y económicas diferentes.

5.1.4. Escenario D — Desbloqueo dinámico y acceso flexible

El Escenario D introduce una diferencia importante respecto a los escenarios anteriores, ya que no analiza únicamente cuánta capacidad aparece disponible en el GRT, sino también cuál es el origen técnico del bloqueo existente en cada nudo.

Los escenarios A, B y C utilizan directamente la capacidad publicada por REE, que ya incorpora todos los criterios técnicos de evaluación vigentes. Sin embargo, esos criterios incluyen tanto restricciones físicas permanentes de red como restricciones dinámicas asociadas a estabilidad transitoria, y ambas tienen implicaciones muy distintas desde el punto de vista del desbloqueo futuro de capacidad.

El análisis realizado en el NB04 mostró que una parte relevante de los nudos saturados en generación están limitados principalmente por criterios dinámicos, especialmente categorías como D_Nudo y D_Zona. A diferencia de las restricciones estáticas, como transformadores saturados, corredores congestionados o límites físicos de evacuación, los criterios dinámicos podrían reevaluarse parcialmente mediante nuevas especificaciones técnicas y mecanismos de acceso flexible.

De esta forma, el escenario D estima el potencial de capacidad adicional que podría liberarse en nudos bloqueados exclusivamente por criterios dinámicos. Para ello, el análisis utiliza la columna otorgada del GRT_generacion en esos nudos, tomando como referencia la capacidad que ya fue concedida previamente a otros proyectos y que, por tanto, demuestra que la infraestructura física existente puede soportar dicha potencia bajo determinadas condiciones operativas.

Aplicando esta metodología, el potencial dinámico bruto identificado asciende a 9.114 MW. Sin embargo, una parte de ese potencial no resulta aprovechable porque excede el pipeline de proyectos realmente disponible en algunas comunidades autónomas, siendo el caso más destacado es Castilla y León, donde el potencial dinámico elevaría la capacidad disponible muy por encima de su propio pipeline regional. Aplicando este criterio de capado regional, el incremento neto aprovechable respecto al escenario A es de 6.396 MW, lo que eleva la capacidad compatible total hasta 13.068 MW (un 50,8% del pipeline analizado), frente al 25,9% del escenario A.

Sin embargo, esta capacidad no debe interpretarse como capacidad ya disponible ni garantizada. Su materialización depende de la evolución regulatoria asociada al acceso flexible y al cumplimiento de los requisitos CAD1 introducidos en las Especificaciones de Detalle publicadas por la CNMC en 2025. En la práctica, el escenario representa una situación intermedia entre el modelo standalone restrictivo y el techo técnico agregado del sistema.

La Ilustración 33 muestra cómo este desbloqueo dinámico reduce de forma significativa el cuello de botella observado en el escenario A sin necesidad de incorporar todavía toda la capacidad disponible en red de distribución.

Este escenario refleja que una parte relevante de las limitaciones actuales del sistema podría depender menos de la construcción de nueva infraestructura y más de la evolución de los criterios de estabilidad dinámica y de los mecanismos de operación flexible de la red.

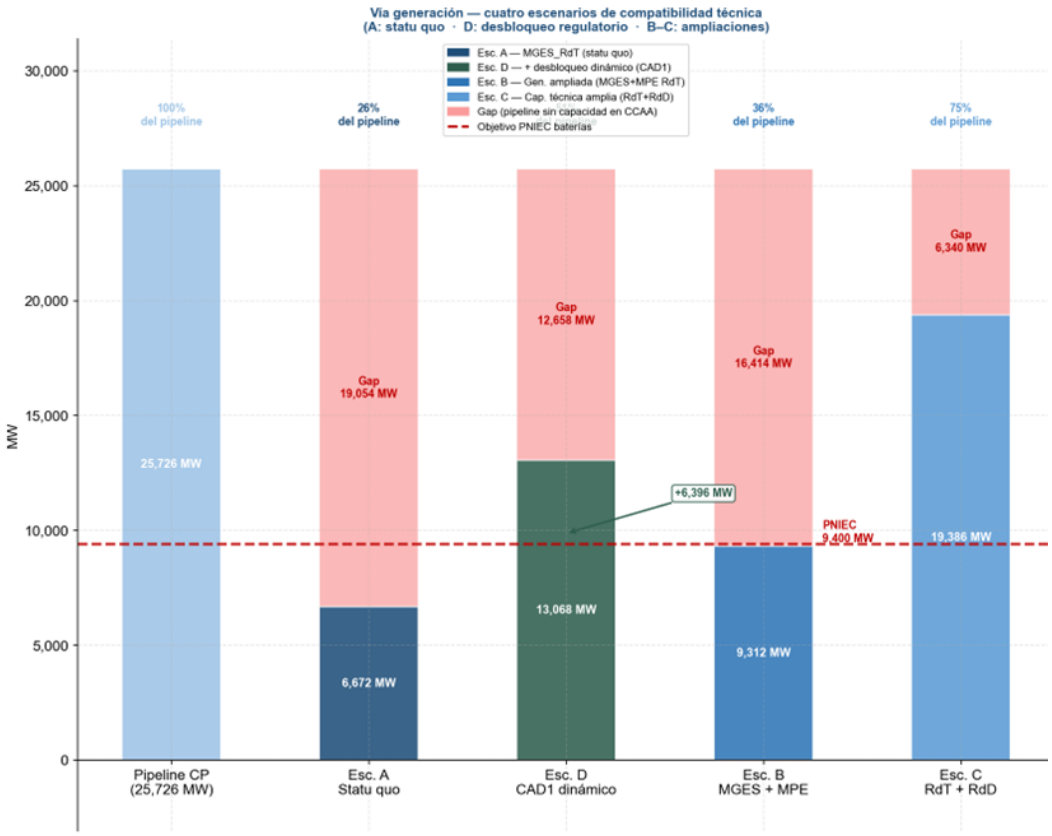


Ilustración 33. Capacidad BESS técnicamente materializable bajo distintos escenarios de acceso y flexibilización regulatoria.
Fuente: Elaboración propia (NB05)

La Tabla 14 resume los cuatro escenarios técnicos analizados para la vía generación, ordenados desde el modelo más restrictivo hasta el techo técnico agregado del sistema.

Tabla 14. Resumen comparativo de los escenarios técnicos de compatibilidad BESS en generación. Fuente: Elaboración propia.

ESCENARIO	VÍAS INCLUIDAS	CONDICIÓN PRINCIPAL	MW COMPATIBLES	% OBJETIVO PNIEC BAT.
A — MGES_RDT	Solo MGES en RdT	Sin cambios regulatorios	~6,7 GW	~71 %
D — DESBLOQUEO DINÁMICO	MGES_RdT + criterios dinámicos revisables	Acceso flexible + CAD1	~13,1 GW	~139 %
B — GENERACIÓN AMPLIADA	MGES_RdT + MPE_RdT	Configuraciones MPE	~9,3 GW	~99 %
C — CAPACIDAD TÉCNICA AMPLIA	RdT + RdD (todas las categorías)	Máxima flexibilidad técnica	~19,4 GW	~206 %

Los resultados muestran que la capacidad técnicamente compatible varía de forma significativa según el tipo de acceso considerado y el grado de flexibilidad regulatoria asumido. El escenario A representa el modelo standalone tradicional en red de transporte y constituye el caso más restrictivo. El escenario B amplía parcialmente la compatibilidad mediante configuraciones MPE ya observables en el sistema actual, mientras que el escenario C incorpora toda la capacidad disponible tanto en transporte como en distribución.

El escenario D introduce una dimensión distinta al resto de escenarios, ya que no amplía nuevas vías de acceso sino que diferencia entre bloqueos físicos permanentes y bloqueos asociados a criterios dinámicos potencialmente revisables. En este caso, el incremento de capacidad depende de la futura implantación del acceso flexible y del cumplimiento de los requisitos CAD1 por parte de los proyectos.

En conjunto, los cuatro escenarios muestran que el principal límite del sistema no depende únicamente de la capacidad física agregada de red, sino también del modelo de acceso utilizado, la distribución territorial del pipeline y la evolución futura de los criterios regulatorios y dinámicos de conexión.

5.1.5. Vía demanda — Compatibilidad nudo a nudo y complementariedad estructural

La vía demanda se analizó mediante un cruce directo entre las 67 solicitudes activas de almacenamiento registradas en el GRT_demanda y la capacidad disponible publicada por REE para cada nudo. A diferencia de los escenarios de generación, donde el pipeline únicamente está

disponible por comunidad autónoma, en este caso sí se dispone del punto exacto de conexión solicitado por cada proyecto, permitiendo un análisis nudo a nudo significativamente más preciso.

El conjunto analizado incluye aproximadamente 2,4 GW de potencia solicitada. Del total de proyectos, 27 solicitudes (40 %) se localizan en nudos con capacidad disponible, mientras que 40 proyectos (60 %) aparecen ya en nudos saturados. Como resultado, la capacidad técnicamente viable identificada mediante esta vía asciende a aproximadamente 937 MW, equivalente al 39 % de la potencia total solicitada.

El análisis de criterios limitantes en modo demanda muestra además una estructura distinta a la observada en generación. Sobre un total de 532 subestaciones únicas con criterio informado:

- el 45,9 % corresponde a restricciones dinámicas puras (Din1)
- el 26,7 % a restricciones estáticas
- el 23,5 % a criterios WSCR
- el 3,9 % a restricciones mixtas

La elevada presencia de criterios dinámicos resulta relevante porque sugiere que una parte importante del bloqueo actual podría ser parcialmente revisable mediante acceso flexible y cumplimiento CAD1, de forma similar a lo observado en el escenario D de generación.

Tomando como referencia la capacidad ya otorgada en nudos con criterio exclusivamente dinámico, el potencial teórico asociado a esta categoría asciende a aproximadamente 26,3 GW en modo demanda. Esta cifra se debe interpretar como una aproximación conservadora y no como capacidad realmente disponible a corto plazo, ya que depende de futuros desarrollos regulatorios y de la implantación efectiva del acceso flexible Tipo 2.

En conjunto, los resultados confirman que la vía demanda puede actuar como mecanismo complementario al acceso tradicional en generación, especialmente en territorios donde el modo generación presenta saturación estructural. Sin embargo, también muestran que el problema no desaparece, el desajuste territorial y las restricciones dinámicas siguen condicionando de forma importante la capacidad materializable del sistema.

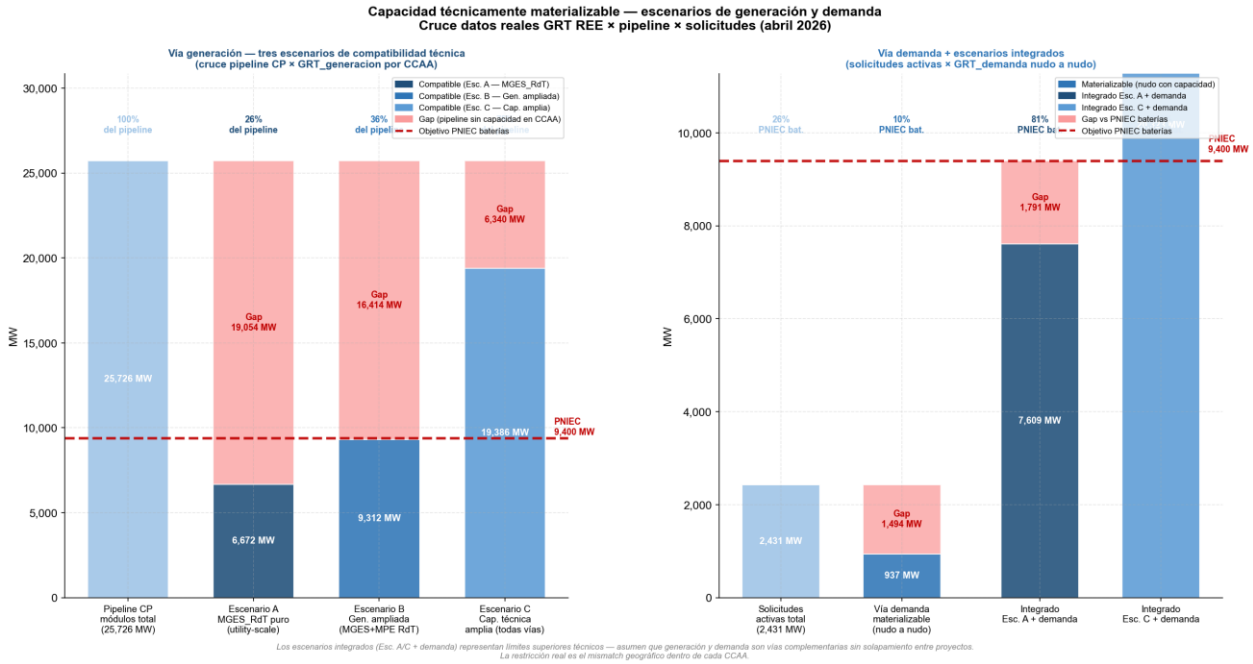


Ilustración 34. Capacidad técnicamente materializable — generación y vía demanda.
Panel izquierdo: escenarios de compatibilidad técnica en generación (A, B y C) frente a la cartera de proyectos CP.
Panel derecho: solicitudes activas en modo demanda, capacidad materializable nudo a nudo e integración con generación.
Fuente: REE GRT_generacion + GRT_demanda (abril 2026), solicitudes activas REE y elaboración propia (NB05).

5.2. Escenarios integrados y capacidad materializable total

Los escenarios desarrollados en la sección 5.1 permiten cuantificar la capacidad BESS compatible con la red bajo distintos grados de restricción técnica y regulatoria. Sin embargo, el objetivo del PNIEC se define sobre almacenamiento total, por lo que resulta necesario integrar también las otras dos tecnologías con peso estructural en el sistema español: el bombeo reversible y la termosolar con almacenamiento térmico.

A diferencia del almacenamiento electroquímico, ambas tecnologías presentan dinámicas de despliegue muy distintas. En el caso del bombeo reversible, la principal limitación no es la disponibilidad de red, sino los largos plazos de ejecución, la complejidad ambiental y las concesiones hidráulicas. En termosolar, el problema es el contrario, la capacidad ya instalada sigue siendo relevante, pero el pipeline prácticamente ha desaparecido.

Con el objetivo de comparar escenarios homogéneos, el NB05 integra:

- la capacidad BESS obtenida en los escenarios A, B, C y D
- la vía demanda materializable

- tres escenarios de materialización de bombeo reversible
- la termosolar como contribución prácticamente constante.

La Ilustración 35 resume el resultado agregado para almacenamiento total en 2030 bajo distintos grados de flexibilización del sistema.

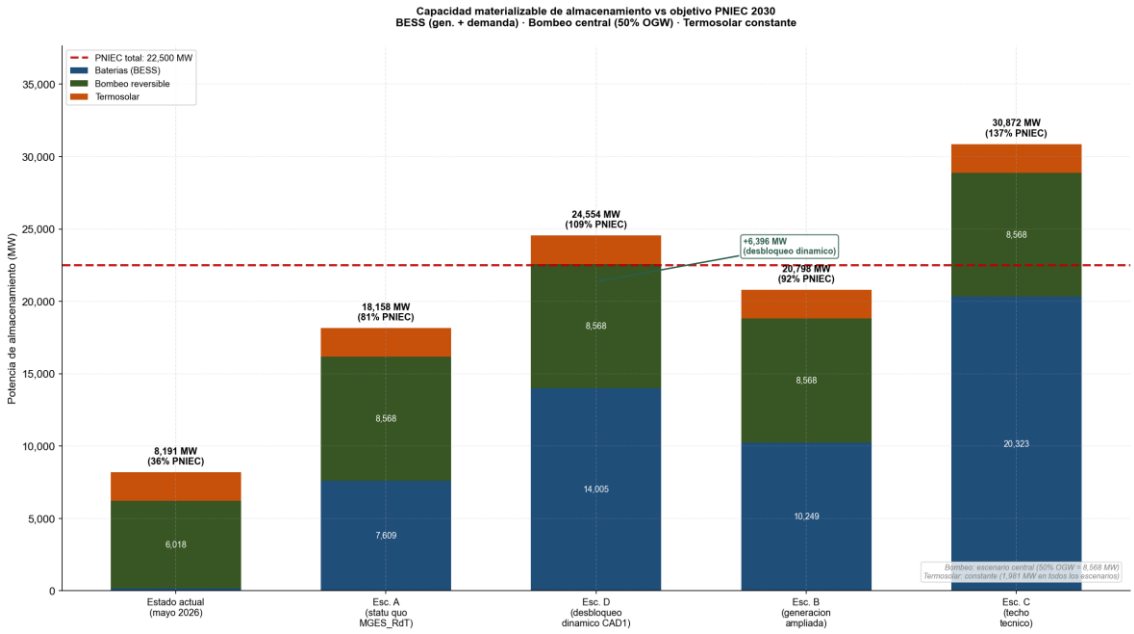


Ilustración 35. Capacidad materializable de almacenamiento por tecnología y escenario vs. objetivo PNIEC 2030.
Barras apiladas por tecnología (BESS, bombeo reversible y termosolar) para estado actual y escenarios A, D, B y C. Bombeo: escenario central (50 % del pipeline OGW). Termosolar: contribución constante (~1.981 MW). Línea roja discontinua: objetivo PNIEC total (22.500 MW).
Fuente: REE GRT_generacion + GRT_demanda, OpenGridWorks, pipeline REE y elaboración propia (NB05).

5.2.1. Bombeo reversible — Escenarios de materialización

España dispone actualmente de aproximadamente 6 GW de bombeo reversible operativo, una de las capacidades más elevadas de Europa junto con Portugal y Francia. A diferencia del BESS, el despliegue adicional de bombeo no parece limitado por capacidad de red, sino por tiempos de construcción, tramitación ambiental y complejidad técnica.

El análisis realizado en el NB05 combina el inventario de proyectos identificados por OpenGridWorks con el Estado de Solicitudes de REE. El pipeline agregado identificado asciende a aproximadamente 5,1 GW adicionales, incluyendo proyectos como Conso II, Aguayo II, Alcántara II, Navaleo o La Muela III.

A partir de este inventario se definieron tres escenarios de materialización:

Tabla 15. Escenarios de materialización del bombeo reversible a 2030 a partir de la cartera de proyectos identificada (OGW + REE).
Fuente: Elaboración propia a partir de OpenGridWorks, REE Estado de Solicitudes y NB05.

ESCENARIO	MW ADICIONALES	TOTAL 2030	% OBJETIVO PNIEC BOMBEO
CONSERVADOR (25 %)	~1.275 MW	~7.293 MW	~77 %
CENTRAL (50 %)	~2.550 MW	~8.568 MW	~90 %
OPTIMISTA (75 %)	~3.825 MW	~9.843 MW	~104 %

El escenario central (50 % del pipeline identificado) se utiliza como referencia para las figuras integradas del capítulo. Bajo este supuesto, el bombeo reversible alcanzaría aproximadamente 8,6 GW en 2030.

Los resultados muestran además que el bombeo continúa actuando como la principal base estructural del almacenamiento español. Incluso en escenarios de fuerte crecimiento BESS, sigue aportando entre un tercio y casi la mitad de la capacidad total acumulada.

5.2.2. Termosolar — Contribución estable y potencial de crecimiento limitado

La situación de la termosolar con almacenamiento térmico es significativamente distinta. España mantiene aproximadamente 1,9 GW operativos, pero el pipeline identificable es prácticamente inexistente, únicamente se observan ~81 MW en estado CP y ningún proyecto relevante en tramitación avanzada. Como resultado, la capacidad termosolar proyectada para 2030 se mantiene prácticamente constante en torno a 1.981 MW.

La ausencia de nuevos proyectos parece asociada principalmente a la rápida reducción del CAPEX de las baterías Li-ion durante los últimos años, que ha desplazado gran parte del espacio económico potencial de nuevas plantas CSP con almacenamiento térmico.

5.2.3. Escenarios integrados y comparación con el PNIEC

La integración de BESS, bombeo reversible y termosolar permite estimar distintos niveles plausibles de almacenamiento total para 2030.

Tomando como referencia el escenario central de bombeo (50 % OGW) y la termosolar constante, los resultados agregados son los siguientes:

Tabla 16. Capacidad total de almacenamiento materializable en 2030 por escenario integrado y grado de cumplimiento del PNIEC.
Fuente: Elaboración propia a partir de NB05, REE GRT_generacion, GRT_demanda y cartera de proyectos tecnológicos nacional.

ESCENARIO	CAPACIDAD TOTAL ESTIMADA	% OBJETIVO PNIEC
ESTADO ACTUAL	~8,2 GW	~36 %
ESCENARIO A	~18,2 GW	~81 %
ESCENARIO D	~24,6 GW	~109 %
ESCENARIO B	~20,8 GW	~92 %
ESCENARIO C	~30,9 GW	~137 %

Los resultados muestran que el objetivo agregado del PNIEC solo se supera en los escenarios D y C. El escenario D requiere flexibilización regulatoria y desbloqueo parcial de restricciones dinámicas, mientras que el escenario C depende de una utilización amplia de RdT y RdD bajo configuraciones técnicas heterogéneas.

El escenario B, basado únicamente en configuraciones MPE ya observables en generación, se aproxima al objetivo pero permanece ligeramente por debajo. El escenario A, que representa el modelo standalone tradicional sin cambios regulatorios, queda significativamente más limitado.

En conjunto, el análisis confirma que el sistema eléctrico español dispone potencialmente de capacidad suficiente para aproximarse o incluso superar los objetivos nacionales de almacenamiento. Sin embargo, también muestra que alcanzar dichos niveles depende menos de la existencia física de red y más de la capacidad del sistema para flexibilizar el acceso, reducir el desajuste territorial y materializar efectivamente el pipeline antes de 2030.

5.3.Modelización probabilística del despliegue

Los escenarios de la sección 5.1 permiten estimar cuánta capacidad de almacenamiento podría conectarse técnicamente bajo distintas condiciones de acceso y compatibilidad con la red. Sin embargo, disponer de capacidad técnica no implica necesariamente que los proyectos entren en operación antes de 2030. La materialización real del pipeline depende también de factores administrativos, industriales, financieros y regulatorios que introducen un nivel de incertidumbre que no puede capturarse mediante un análisis determinista.

Para incorporar esta incertidumbre, el notebook NB06 desarrolla una simulación Monte Carlo de 100.000 iteraciones sobre las principales variables que condicionan el despliegue del almacenamiento en España. El modelo combina los escenarios técnicos obtenidos en el NB05 con distintas tasas de materialización y con escenarios específicos de bombeo reversible e hibridación BESS, generando distribuciones probabilísticas de capacidad instalada en 2030 en lugar de valores únicos.

A diferencia de versiones anteriores del análisis, el NB06 incorpora explícitamente una componente híbrida BESS basada en proyectos identificados individualmente. Esta decisión permite aproximar de forma más realista la capacidad de almacenamiento que podría desarrollarse reutilizando infraestructuras de evacuación ya existentes, especialmente en proyectos fotovoltaicos y eólicos con integración de baterías.

5.3.1. Variables de incertidumbre modeladas

El modelo descompone el despliegue total de almacenamiento en 2030 en cuatro componentes:

- BESS standalone conectado mediante nuevas solicitudes de acceso
- BESS híbrido asociado a plantas renovables existentes
- bombeo reversible
- termosolar con almacenamiento térmico

La capacidad total simulada se calcula mediante la siguiente estructura:

- capacidad BESS standalone técnicamente compatible × tasa de materialización
- capacidad BESS híbrida identificada × tasa de materialización híbrida
- capacidad adicional de bombeo reversible
- termosolar prácticamente constante

Tabla 17. Variables de incertidumbre y parametrización utilizadas en la simulación Monte Carlo del despliegue de almacenamiento (NB06).
Fuente: Elaboración propia a partir de NB05, NB06, REE, OpenGridWorks y documentación pública de proyectos.

VARIABLE	DISTRIBUCIÓN	MÍNIMO	MODA	MÁXIMO	BASE DE CALIBRACIÓN
COMPATIBILIDAD TÉCNICA BESS STANDALONE	Triangular	7.608,6 MW	10.248,6 MW	20.322,6 MW	Escenarios A, B y C del NB05
MATERIALIZACIÓN BESS STANDALONE	Triangular	35 %	55 %	70 %	Benchmarks europeos y

					evolución pipeline español
PIPELINE HÍBRIDO BESS IDENTIFICADO	Triangular	4.000 MW	6.500 MW	9.000 MW	Inventario de promotores y BOE
MATERIALIZACIÓN BESS HÍBRIDO	Triangular	35 %	55 %	75 %	Mayor agilidad administrativa del híbrido
BOMBEO REVERSIBLE ADICIONAL	Triangular	1.275 MW	2.550 MW	3.825 MW	Escenarios OGW 25/50/75 %
TERMOSOLAR ADICIONAL	Fija	81 MW	81 MW	81 MW	Pipeline CP identificado

Las tasas de materialización del 35-55-70% (standalone) y 35-55-75% (híbrido) no son comparables directamente con la tasa de conversión española del 0,74% presentada en el capítulo 4, ya que ambas magnitudes miden cosas distintas. La tasa de conversión se calcula sobre el pipeline bruto total en tramitación, sin filtrar por compatibilidad técnica de red, e incluye una proporción muy elevada de proyectos en nudos ya saturados sin viabilidad real de conexión. La tasa de materialización se aplica únicamente sobre la capacidad ya filtrada por compatibilidad, es decir, sobre el subconjunto de proyectos que ya ha superado la principal barrera estructural identificada.

La separación entre BESS standalone y BESS híbrido es uno de los elementos centrales del modelo. Ambos tipos de proyecto siguen procesos de acceso y tramitación distintos. El standalone requiere nuevos permisos de acceso y conexión, mientras que gran parte del híbrido reutiliza puntos de evacuación ya existentes, reduciendo parte de las restricciones observadas en el análisis del NB05.

El inventario híbrido utilizado en el NB06 se construye a partir de proyectos y carteras anunciadas públicamente por distintos promotores entre 2025 y 2026. Entre los principales proyectos y planes identificados se incluyen:

Tabla 18. Inventario de proyectos híbridos BESS utilizados para calibrar el pipeline híbrido del NB06. Fuente: Elaboración propia a partir de CNMV, BOE, planes estratégicos corporativos y anuncios públicos (2025–2026).

PROMOTOR / PROGRAMA	CAPACIDAD APROXIMADA
ENDESA	~3 GW
IBERDROLA	>1 GW
PINALM (FEDER)	~2,2 GW
SOLARIA	150 MW
GRENERGY	170 MW
NATURGY	220 MW
GALP	70 MW

El volumen agregado identificado supera los 6,9 GW, aunque no todos los proyectos presentan el mismo grado de madurez. Por este motivo, el modelo no asume una materialización completa del pipeline híbrido y aplica una distribución triangular específica para esta componente.

5.3.2. Hipótesis y limitaciones metodológicas

Las distribuciones utilizadas en el NB06 son distribuciones heurísticas calibradas a partir de los resultados del NB05, del estado actual del mercado español y de referencias europeas. No representan ajustes estadísticos sobre series históricas largas, ya que el despliegue BESS en España sigue siendo demasiado reciente y discontinuo para permitir una estimación paramétrica robusta.

El modelo tampoco incorpora variables económicas explícitas como CAPEX, ingresos merchant, arbitraje OMIE, mercados de capacidad, costes financieros, ni despacho horario del sistema. Por tanto, las probabilidades obtenidas se deben interpretar como probabilidades condicionadas al marco técnico y regulatorio modelado, no como predicciones exactas del sistema eléctrico español.

Además, la componente híbrida presenta una limitación importante, ya que no existe trazabilidad pública completa nudo a nudo para todos los proyectos identificados. A diferencia del pipeline standalone analizado en el NB05, parte del despliegue híbrido solo puede verificarse

mediante información corporativa, documentación administrativa o planes estratégicos publicados por los promotores.

5.4.Resultados de la simulación de Monte Carlo

La simulación Monte Carlo se ejecutó sobre 100.000 iteraciones utilizando las variables descritas en la sección 5.3.1 y una semilla reproducible (np.random.seed(42)). El resultado es una distribución probabilística de la capacidad instalada en 2030 para cada tecnología y para el almacenamiento agregado del sistema.

A diferencia de los escenarios deterministas del NB05, el NB06, proporciona un rango de resultados bajo distintos niveles de compatibilidad técnica y materialización del pipeline. Los percentiles P10, P50 y P90 permiten representar respectivamente escenarios conservadores, centrales y favorables sin asumir una forma teórica específica para la distribución final.

5.4.1. Distribución probabilística BESS 2030

La distribución BESS combina dos componentes independientes:

- almacenamiento standalone obtenido a partir de los escenarios técnicos del NB05
- almacenamiento híbrido asociado a plantas renovables existentes.

Tabla 19. Distribución probabilística del despliegue BESS en 2030.
Fuente: Elaboración propia a partir de NB06.

COMPONENTE	P10	P50	P90	MEDIA
BESS STANDALONE	4.724 MW	6.550 MW	9.214 MW	6.783 MW
BESS HÍBRIDO	2.597 MW	3.521 MW	4.623 MW	3.573 MW
BESS TOTAL 2030	8.242 MW	10.358 MW	13.150 MW	10.550 MW

El escenario central (P50) sitúa la capacidad BESS total en torno a 10,4 GW en 2030. El percentil P10 se mantiene ligeramente por debajo de dicho objetivo, mientras que el P90 supera los 13 GW.

La contribución híbrida tiene un peso relevante en el resultado agregado. En el escenario medio, el standalone aporta aproximadamente el 65 % del nuevo despliegue BESS y el híbrido el 35 % restante. Aunque el pipeline standalone sigue siendo mayor en términos absolutos, la vía híbrida

presenta menores barreras administrativas y una reutilización más eficiente de la infraestructura existente, lo que incrementa su probabilidad de materialización.

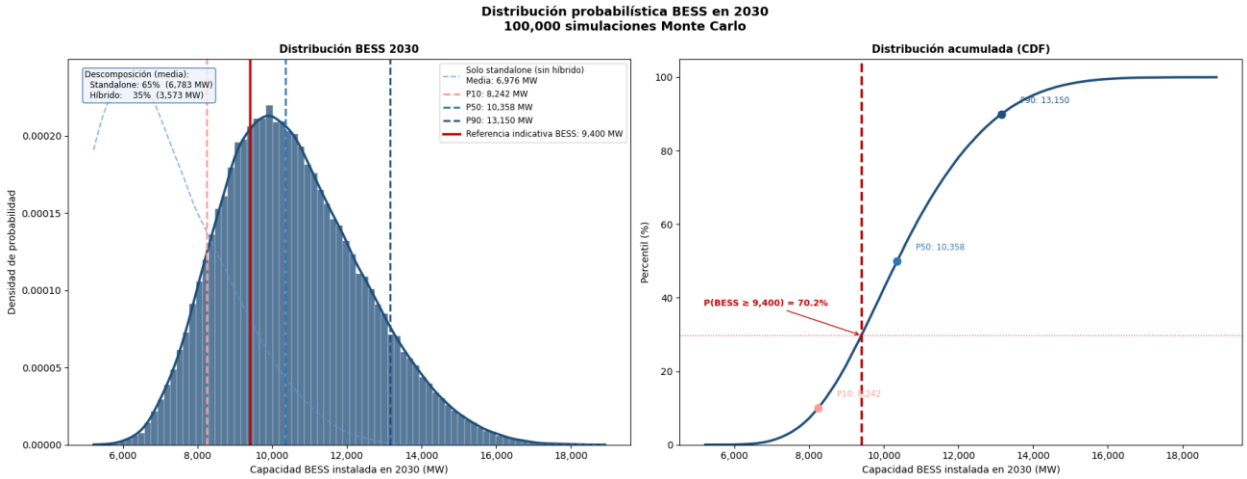


Ilustración 36. Distribución probabilística del despliegue BESS en 2030.
Panel izquierdo: histograma de densidad y curva KDE del despliegue BESS total. La línea discontinua representa el escenario sin componente híbrida. Panel derecho: función de distribución acumulada (CDF) con percentiles P10/P50/P90 y probabilidad de superar el objetivo PNIEC de baterías (9.400 MW).
Fuente: Elaboración propia (NB06)

La simulación estima una probabilidad del 70,2 % de alcanzar o superar el objetivo específico de baterías del PNIEC. La comparación entre la distribución completa y la distribución "solo standalone" muestra además que la componente híbrida desplaza significativamente la distribución hacia valores superiores. Sin esta componente, la probabilidad de alcanzar los 9,4 GW sería considerablemente menor.

5.4.2. Distribución probabilística del almacenamiento total

El almacenamiento total combina:

- BESS standalone + BESS híbrido
- bombeo reversible
- termosolar con almacenamiento térmico

Tabla 20. Distribución probabilística del almacenamiento total en España en 2030.
Fuente: Elaboración propia.

TECNOLOGÍA	ESTADO ACTUAL (2026)	P10 (2030)	P50 (2030)	P90 (2030)
BESS	193 MW	8.242 MW	10.358 MW	13.150 MW
BOMBEO REVERSIBLE	6.018 MW	7.293 MW	8.568 MW	9.843 MW
TERMOSOLAR	1.900 MW	1.981 MW	1.981 MW	1.981 MW
TOTAL ALMACENAMIENTO	8.111 MW	18.685 MW	20.919 MW	23.779 MW

El escenario central sitúa el almacenamiento total en aproximadamente 20,9 GW, equivalente al 93 % del objetivo agregado del PNIEC (22,5 GW). El percentil P90 supera dicho objetivo, mientras que el P10 permanece claramente por debajo.

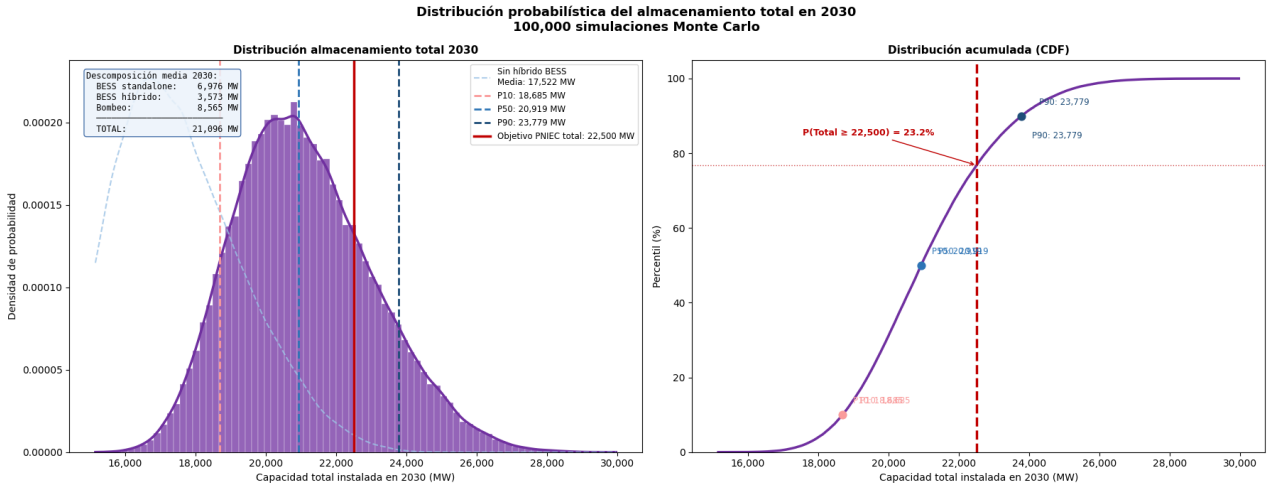


Ilustración 37. Distribución probabilística del almacenamiento total en 2030.
Panel izquierdo: histograma de densidad y curva KDE del almacenamiento total con descomposición media por tecnología.
Panel derecho: función de distribución acumulada (CDF) y probabilidad de superar el objetivo agregado del PNIEC (22.500 MW).
Fuente: Elaboración propia (NB06)

La distribución total presenta menor dispersión que la distribución BESS aislada debido al efecto estabilizador del bombeo reversible, cuyos escenarios se apoyan en proyectos concretos con mayor grado de madurez. El bombeo continúa actuando como base estructural del sistema, mientras que la variabilidad principal proviene del despliegue BESS y del ritmo de materialización del pipeline híbrido.

5.4.3. Probabilidad de cumplimiento del PNIEC

La simulación permite calcular directamente la probabilidad de superar distintos umbrales de almacenamiento en 2030 a partir de la distribución de las 100.000 iteraciones.

Tabla 21. Probabilidad de superar distintos niveles de almacenamiento en 2030.
Fuente: Elaboración propia

OBJETIVO	PROBABILIDAD
BESS ≥ 9.400 MW	70,2 %
TOTAL ≥ 20 GW	68,7 %
TOTAL ≥ 22,5 GW	23,2 %
TOTAL ≥ 25 GW	3,5 %

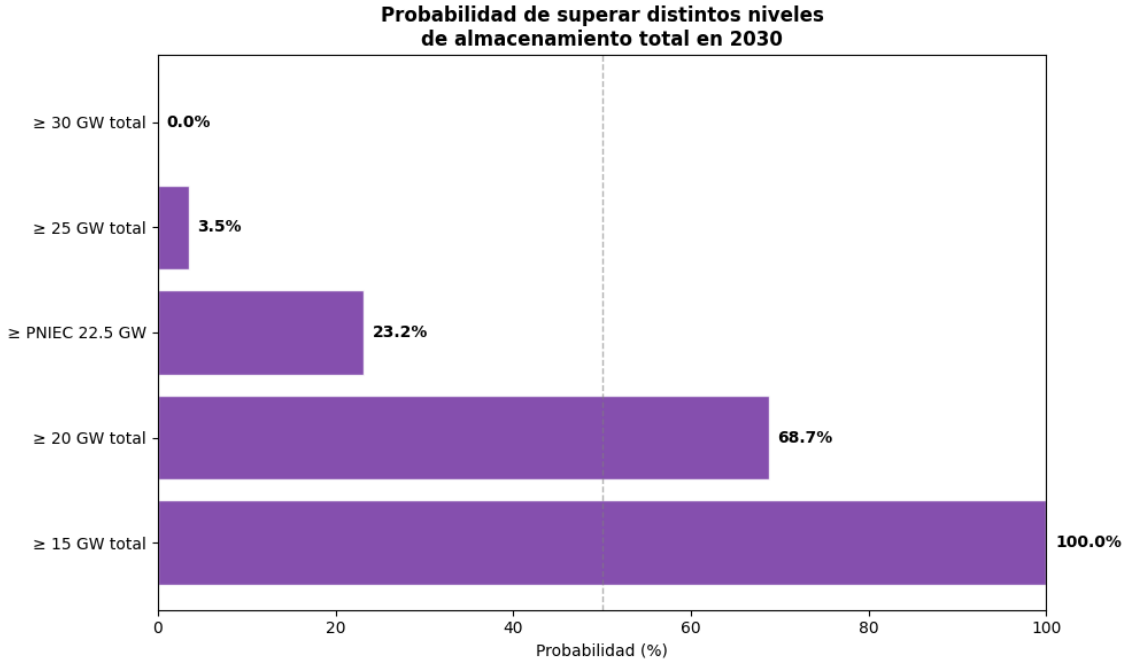


Ilustración 38. Probabilidad de superar distintos niveles de almacenamiento total en 2030.
Barras horizontales con la probabilidad de superar distintos umbrales de almacenamiento total calculados a partir de la distribución Monte Carlo.
Fuente: Elaboración propia (NB06)

Los resultados muestran una diferencia clara entre el objetivo específico de baterías y el objetivo agregado del PNIEC. Mientras que el despliegue BESS presenta una probabilidad relativamente alta de cumplimiento, el objetivo total requiere escenarios simultáneamente favorables en varias tecnologías y en la velocidad de ejecución del pipeline.

El modelo sugiere que España dispone de capacidad para aproximarse al objetivo nacional de almacenamiento, pero que la probabilidad de alcanzarlo plenamente antes de 2030 sigue dependiendo de la velocidad de materialización del pipeline, la evolución regulatoria, la capacidad de despliegue híbrido y la ejecución efectiva de los proyectos de bombeo reversible.

Capítulo 6. Evaluación multicriterio de tecnológico de almacenamiento para el sistema eléctrico español

Los capítulos anteriores analizaron cuánto almacenamiento podría desplegarse en España antes de 2030, qué limitaciones existen en la red y con qué probabilidad podrían materializarse los distintos escenarios. Sin embargo, alcanzar un determinado volumen de capacidad no implica necesariamente que todas las tecnologías aporten el mismo valor al sistema eléctrico.

Cada tecnología de almacenamiento presenta características técnicas, operativas y territoriales diferentes. Algunas permiten un despliegue rápido y flexible, mientras que otras ofrecen mayor duración, estabilidad o capacidad de respaldo. De la misma manera, no todas tienen la misma compatibilidad con la red, la misma madurez tecnológica ni la misma exposición a restricciones regulatorias o territoriales.

Por ello, la evaluación de las alternativas no se puede basar simplemente en características individuales como el coste, la eficiencia o la potencia instalada. Es necesario adoptar un enfoque que considere simultáneamente criterios técnicos, económicos, territoriales y del sistema, así como las restricciones identificadas en los capítulos anteriores.

Con este propósito, en este capítulo se aplica una metodología de evaluación multicriterio basada en TOPSIS (Technique for Order Preference by Similarity to Ideal Solution), complementada con un análisis de sensibilidad mediante escenarios con distinta ponderación y simulación Monte Carlo sobre los pesos de los criterios [142]. Se definen varios escenarios de ponderación, orientados respectivamente a despliegue acelerado, robustez del sistema, flexibilidad operativa y equilibrio entre dimensiones, y posteriormente se simulan distintas combinaciones adicionales de pesos mediante una distribución Dirichlet [143], una distribución de probabilidad multivariada que permite asignar simultáneamente probabilidades a múltiples categorías mutuamente excluyentes, garantizando que su suma sea siempre el 100%. Esto permite evaluar el resultado del análisis bajo unas prioridades fijas y la estabilidad del ranking de tecnologías ante distintas combinaciones de prioridades. El objetivo final es analizar qué configuraciones resultan más adecuadas para el sistema eléctrico español, y con qué grado de robustez.

6.1. Marco de evaluación multicriterio

La evaluación de tecnologías de almacenamiento presenta una dificultad principal, debido a que los criterios escogidos no son comparables entre sí de forma directa. El coste de inversión, la

duración de descarga, la velocidad de despliegue, la madurez tecnológica o la compatibilidad con la red miden aspectos distintos y utilizan unidades diferentes. Además, ninguna tecnología es superior en todos los criterios al mismo tiempo.

Por ejemplo, las baterías Li-ion permiten una implantación rápida y modular, pero tienen menor duración que el bombeo reversible. El bombeo ofrece una mayor capacidad de almacenamiento de larga duración y una vida útil más extensa, aunque requiere plazos de construcción mucho mayores y una disponibilidad geográfica limitada. Del mismo modo, algunas configuraciones híbridas presentan ventajas en acceso a red, mientras que otras ofrecen una mayor flexibilidad operativa en mercados eléctricos.

Ante este tipo de trade-offs, se utiliza un enfoque multicriterio que permite evaluar simultáneamente distintos factores y compararlos dentro de un marco común.

La construcción de este estudio sigue tres pasos. Primero, se define la matriz multicriterio con las puntuaciones de cada tecnología en cada criterio (sección 6.1.2). Segundo, se aplica TOPSIS bajo cuatro escenarios estratégicos de ponderación que representan distintas prioridades de política energética (sección 6.1.3). Tercero, se evalúa la robustez de los resultados mediante una simulación Monte Carlo sobre los pesos, para comprobar si las conclusiones se mantienen ante distintas combinaciones de prioridades (sección 6.1.4). Esta estructura permite identificar qué tecnología resulta más adecuada bajo unas prioridades concretas y con qué grado de estabilidad se sostiene esa conclusión cuando las prioridades varían.

6.1.1. Tecnologías analizadas y casos de uso

El análisis multicriterio se centra en las tecnologías de almacenamiento con presencia real o pipeline identificado en España dentro del horizonte 2030. La selección incluye únicamente configuraciones con grado de madurez comercial suficiente y con capacidad de despliegue observable en el sistema eléctrico español.

Las tecnologías evaluadas son cuatro, BESS standalone, BESS híbrido con generación renovable, bombeo reversible y termosolar con almacenamiento térmico. Todas ellas presentan características técnicas y operativas diferentes, así como distintos niveles de compatibilidad con la red y con los mercados eléctricos.

Tabla 22. Tecnologías analizadas para el análisis multicriterio.
Fuente: Elaboración propia

TECNOLOGÍA	DESCRIPCIÓN	SITUACIÓN EN ESPAÑA	CARACTERÍSTICA PRINCIPAL
BESS STANDALONE	Baterías Li-ion conectadas de forma independiente	193 MW operativos y ~26 GW en pipeline CP	Alta modularidad y respuesta rápida
BESS HÍBRIDO	Baterías integradas con plantas FV/eólicas existentes	Pipeline identificado ~6,9 GW	Reutilización de evacuación y menor fricción regulatoria
BOMBEO REVERSIBLE	Almacenamiento hidráulico mediante turbinación/bombeo	6.018 MW operativos y ~5,1 GW identificados	Larga duración y almacenamiento estacional
TERMOSOLAR CON TES	CSP con almacenamiento térmico en sales fundidas	~1.900 MW operativos y pipeline muy reducido	Generación despachable nocturna

Tabla 23. Tecnologías más adecuadas según el caso de uso para el análisis multicriterio.
Fuente: Elaboración propia a partir de [15]

CASO DE USO	TECNOLOGÍAS MÁS ADECUADAS
REGULACIÓN DE FRECUENCIA Y SERVICIOS RÁPIDOS	BESS standalone
INTEGRACIÓN DE EXCEDENTES RENOVABLES	BESS híbrido y bombeo
DESPLAZAMIENTO DIARIO DE ENERGÍA	BESS híbrido, bombeo y CSP
RESPALDO DE LARGA DURACIÓN	Bombeo reversible
ESTABILIDAD E INERCIA DEL SISTEMA	Bombeo reversible y BESS grid-forming
REDUCCIÓN DE CONGESTIONES TERRITORIALES	BESS híbrido y standalone

La diferenciación entre casos de uso es relevante porque el objetivo del capítulo es analizar qué configuraciones aportan mayor valor al sistema eléctrico español bajo distintos criterios de evaluación.

6.1.2. Definición de criterios técnicos, económicos y sistémicos

El análisis multicriterio utiliza siete criterios de evaluación que recogen las principales restricciones y necesidades identificadas en los capítulos anteriores. Los criterios combinan variables económicas, técnicas, territoriales y regulatorias, con el objetivo de comparar tecnologías que operan bajo condiciones muy diferentes.

Tabla 24. Definición de criterios técnicos, económicos y sistémicos para el análisis multicriterio. Fuente: Elaboración propia.

CRITERIO	TIPO	OBJETIVO DEL CRITERIO	RELACIÓN CON CAPÍTULOS PREVIOS
CAPEX[12]	Coste	Priorizar tecnologías con menor coste relativo	Diferencias de coste entre BESS, bombeo y CSP
VELOCIDAD DE DESPLIEGUE	Beneficio	Favorecer tecnologías con menor plazo de ejecución	NB04 y NB06: materialización del pipeline
ROBUSTEZ TERRITORIAL	Beneficio	Medir compatibilidad con la red y facilidad de acceso	NB04: desajuste geográfico y saturación nodal
COMPATIBILIDAD SISTÉMICA	Beneficio	Capacidad para aportar estabilidad y servicios de red	NB05: escenarios A/B/C/D
FLEXIBILIDAD OPERATIVA	Beneficio	Adaptabilidad a distintas señales y servicios del sistema	Respuesta rápida y modulación operativa
MADUREZ TECNOLÓGICA (TRL)	Beneficio	Riesgo tecnológico e industrial	Nivel de despliegue y bancabilidad
DEPENDENCIA REGULATORIA	Coste	Exposición a cambios normativos o permisos complejos	Acceso flexible, concesiones y regulación

La puntuación de cada criterio se normaliza en una escala de 1 a 9. El CAPEX es el único criterio construido directamente desde datos cuantitativos, mientras que el resto se calibran de forma semi-cuantitativa utilizando los resultados obtenidos en los NB04, NB05 y NB06.

[12] El CAPEX de la configuración BESS híbrido corresponde a la categoría *Utility-Scale PV-Plus-Battery* de NREL ATB, que incluye el coste del sistema fotovoltaico y la batería en conjunto. Las fuentes disponibles no permiten aislar el coste incremental de añadir almacenamiento a una planta renovable ya existente, por lo que este valor sobreestima el coste real del componente de almacenamiento en proyectos de hibridación.

Algunas decisiones de calibración están directamente relacionadas con los resultados anteriores del TFM. Por ejemplo, el BESS híbrido recibe una puntuación más alta en robustez territorial porque reutiliza evacuaciones existentes y evita parte de las restricciones del acceso standalone observadas en el GRT. En cambio, el BESS standalone obtiene una mejor valoración en flexibilidad operativa debido a su disponibilidad continua para servicios de red, independientemente de la generación renovable asociada.

6.1.3. Ponderación multicriterio y construcción de escenarios

Para este análisis se construyen cuatro escenarios de ponderación que representan distintas prioridades estratégicas del sistema eléctrico español hacia 2030.

Cada escenario prioriza criterios diferentes según el objetivo principal: acelerar despliegue, reforzar estabilidad del sistema, maximizar flexibilidad operativa o mantener una visión equilibrada entre todas las dimensiones analizadas.

Tabla 25. Definición de escenarios frente a objetivos y criterios para el análisis multicriterio. Fuente: Elaboración propia

ESCENARIO	OBJETIVO PRINCIPAL	CRITERIOS MÁS RELEVANTES
A — ACELERADO	Maximizar capacidad instalada antes de 2030	CAPEX, velocidad de despliegue y robustez territorial
B — ROBUSTEZ	Priorizar estabilidad y resiliencia del sistema	Compatibilidad sistémica, madurez tecnológica y flexibilidad
C — FLEXIBILIDAD	Favorecer integración renovable y servicios de ajuste	Flexibilidad operativa y compatibilidad sistémica
D — EQUILIBRADO	Mantener pesos homogéneos entre criterios	Distribución equilibrada de ponderaciones

La Ilustración 39 resume las ponderaciones utilizadas en cada escenario y permite comparar qué criterios dominan en cada enfoque estratégico.

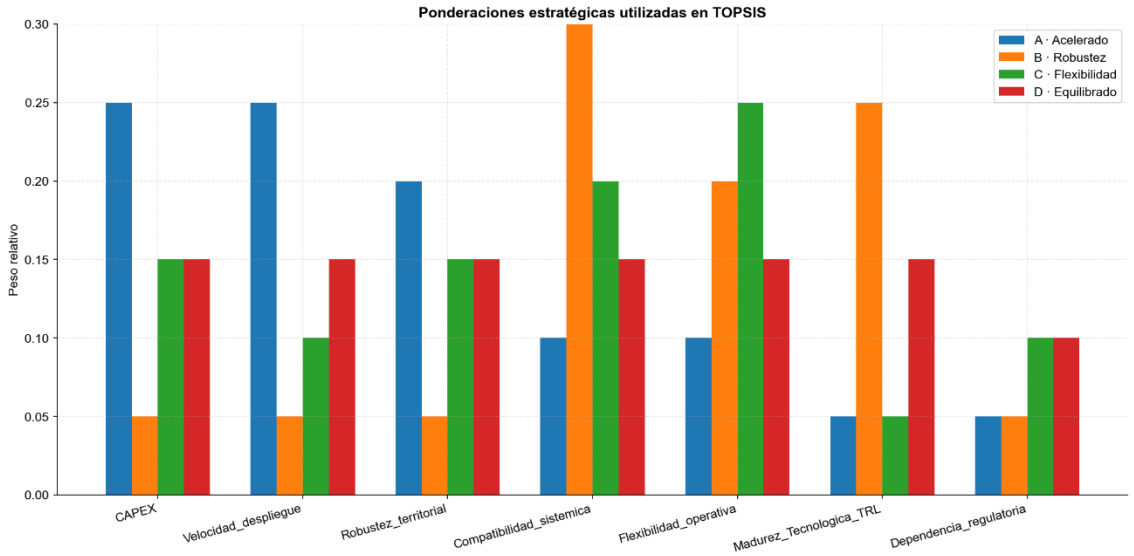


Ilustración 39. Ponderaciones estratégicas utilizadas en el análisis TOPSIS. Gráfico de barras agrupadas con los pesos asignados a cada criterio en los cuatro escenarios estratégicos. Fuente: Elaboración propia (NB07).

6.1.4. Aplicación del método TOPSIS y análisis de robustez

El método TOPSIS se aplica sobre la matriz de evaluación construida para las cuatro tecnologías y los siete criterios definidos anteriormente. Para cada escenario, los criterios se normalizan y ponderan según los pesos establecidos en la sección 6.1.3. A partir de ahí, el algoritmo calcula qué alternativas se encuentran más próximas a una solución ideal teórica y más alejadas de la peor combinación posible.

El resultado final es un índice de proximidad relativa entre 0 y 1, donde valores más altos indican una mejor posición de la tecnología dentro del escenario analizado. El objetivo del método es comparar alternativas con características muy distintas.

Para comprobar la estabilidad de los resultados, el análisis incorpora dos pruebas adicionales de robustez. La primera consiste en un Monte Carlo de ponderaciones, donde se generan diferentes combinaciones aleatorias de pesos alrededor del escenario equilibrado. En cada iteración se recalcula el ranking TOPSIS y se registra qué tecnología ocupa la primera posición. Esto permite evaluar si los resultados dependen excesivamente de una única combinación concreta de pesos.

La segunda prueba es un análisis de sensibilidad económica. En lugar de utilizar únicamente CAPEX, se sustituye este criterio por una puntuación basada en LCOS (*Levelized Cost of Storage*), construida como una valoración cualitativa relativa basada en la literatura [34], [42] que aproxima el efecto de la vida útil, la degradación y los costes de reemplazo sobre la competitividad económica de cada tecnología a largo plazo, sin constituir un cálculo completo

del coste nivelado del almacenamiento. El objetivo es verificar si el ranking cambia significativamente cuando se considera, de forma aproximada, el coste a lo largo del ciclo de vida de cada tecnología, frente al criterio de inversión inicial.

6.2. Resultados del análisis multicriterio

6.2.1. Ranking tecnológico por escenarios estratégicos

La Ilustración 40 muestra los resultados TOPSIS obtenidos para las cuatro tecnologías en los distintos escenarios definidos anteriormente. Las puntuaciones permiten comparar la robustez relativa de cada alternativa cuando cambian las prioridades del sistema eléctrico.

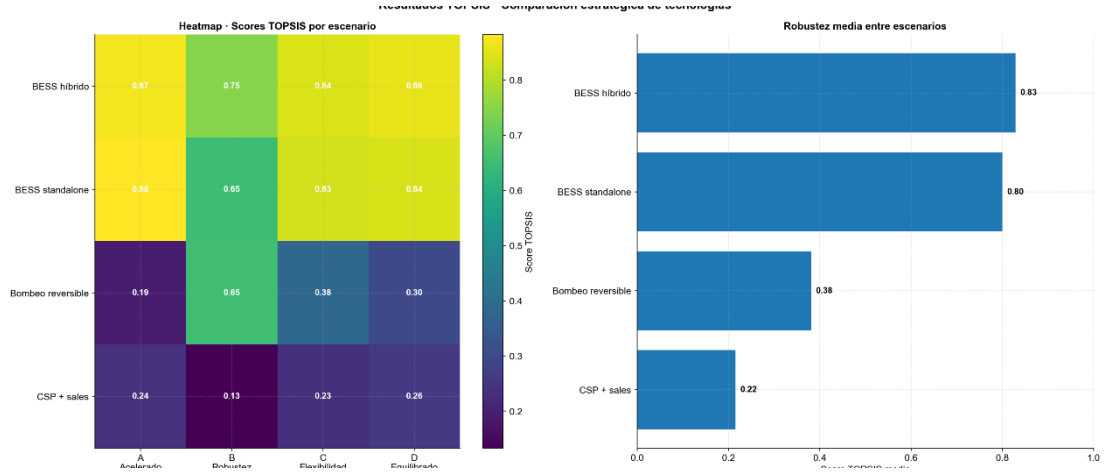


Ilustración 40. Resultados TOPSIS y robustez comparada entre escenarios.
Panel izquierdo: mapa de calor de puntuaciones TOPSIS para cada tecnología en los escenarios A, B, C y D. Panel derecho: score medio agregado como indicador de robustez entre escenarios.
Fuente: Elaboración propia (NB07).

Los resultados muestran un patrón estable entre escenarios. El BESS híbrido obtiene la puntuación más alta en los cuatro casos analizados, seguido del BESS standalone. El bombeo reversible presenta resultados más dependientes del escenario considerado, mientras que la termosolar con almacenamiento térmico ocupa la última posición en el horizonte 2030.

El liderazgo del BESS híbrido se explica principalmente por su combinación de bajo CAPEX relativo, rapidez de despliegue y mayor facilidad de acceso a red. La reutilización de infraestructuras de evacuación existentes reduce parte de las barreras territoriales observadas en el capítulo 4 y mejora su probabilidad de materialización respecto al standalone. Además, su menor dependencia regulatoria le permite mantener puntuaciones altas incluso en escenarios centrados en velocidad y despliegue acelerado.

El BESS standalone obtiene resultados elevados especialmente en los escenarios orientados a flexibilidad operativa y servicios de red. Su principal ventaja es la capacidad de participar de forma continua en mercados de ajuste, regulación de frecuencia y servicios grid-forming. Sin embargo, su exposición al desajuste territorial y a las restricciones del acceso standalone reduce su robustez relativa frente al híbrido.

El bombeo reversible es la tecnología con mayor sensibilidad al escenario. Cuando se priorizan CAPEX y velocidad de despliegue, su puntuación cae debido a los largos plazos de construcción y a la complejidad administrativa. En cambio, mejora significativamente en escenarios centrados en robustez del sistema gracias a su larga duración, elevada madurez tecnológica y capacidad estructural para aportar estabilidad al sistema eléctrico.

La termosolar con almacenamiento térmico obtiene las puntuaciones más bajas principalmente por su elevado coste y por la ausencia de pipeline relevante antes de 2030. Aun así, mantiene valor en servicios de generación gestionable nocturna y almacenamiento de larga duración, especialmente en escenarios de alta penetración renovable.

6.2.2. Robustez y sensibilidad de los resultados

El análisis de robustez se realiza en dos niveles. El primero evalúa cómo cambian los resultados cuando varían las ponderaciones de los criterios; el segundo analiza cómo afecta sustituir el CAPEX inicial por el LCOS (Levelized Cost of Storage). El objetivo comprobar si las conclusiones se mantienen estables bajo condiciones diferentes.

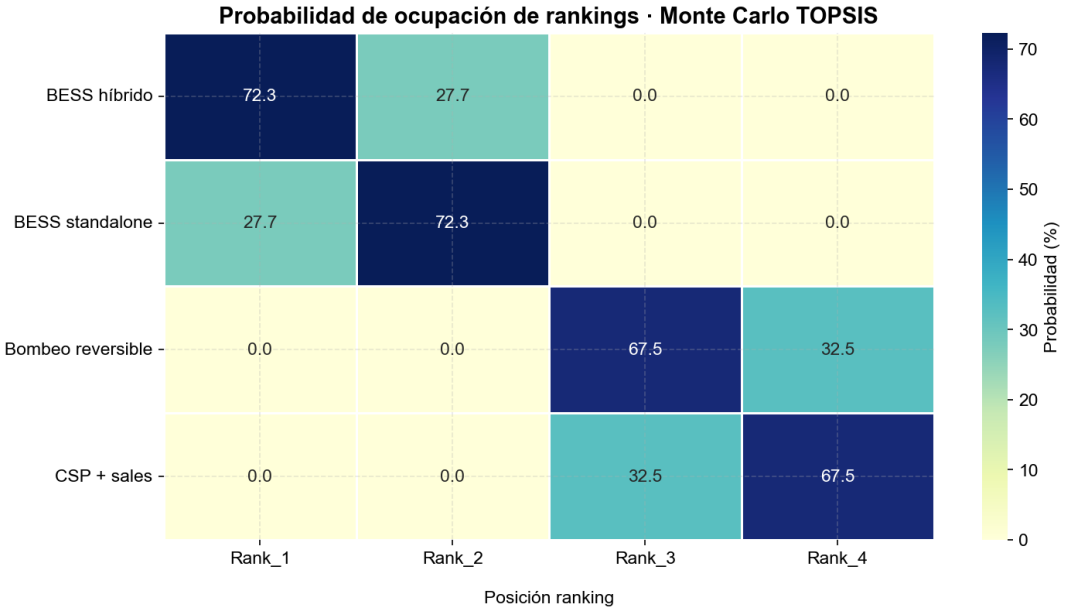


Ilustración 41. Probabilidad de ocupación de rankings tecnológicos bajo incertidumbre.

Mapa de calor de probabilidad de ocupación de posiciones TOPSIS tras 10.000 simulaciones Monte Carlo sobre ponderaciones. Cada celda representa la frecuencia (%) con la que una tecnología ocupa una determinada posición del ranking.
Fuente: Elaboración propia (NB07).

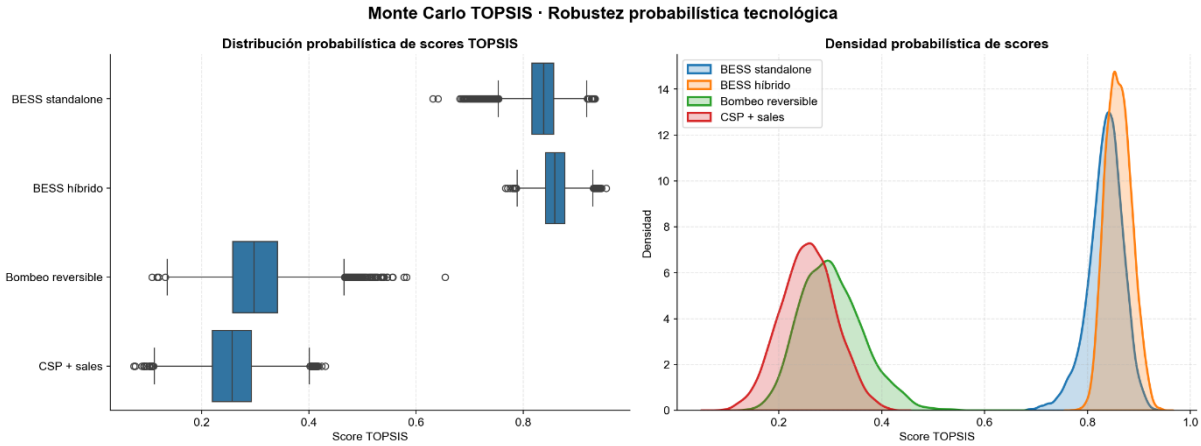


Ilustración 42. Distribución probabilística de scores TOPSIS bajo variación de ponderaciones. Boxplots y densidades de probabilidad de los scores TOPSIS obtenidos por cada tecnología en 10.000 simulaciones Monte Carlo.
Fuente: Elaboración propia (NB07).

Los resultados muestran una elevada estabilidad del ranking tecnológico. El BESS híbrido ocupa la primera posición en el 72,3 % de las simulaciones, mientras que el BESS standalone aparece en segunda posición con la misma frecuencia. Ninguna combinación de pesos lleva al bombeo reversible o al CSP al liderazgo del ranking. Esto indica que el resultado no depende de un único escenario concreto, sino que se mantiene incluso bajo cambios significativos en las prioridades del modelo.

La Ilustración 42 refuerza esta conclusión. Las distribuciones de puntuaciones del BESS híbrido y del standalone están claramente separadas de las del bombeo y la termosolar. Además, el híbrido presenta simultáneamente puntuaciones altas y baja dispersión relativa, lo que indica una combinación de buen rendimiento y robustez frente a cambios en los pesos. El standalone mantiene también una posición sólida, aunque más sensible a criterios territoriales y regulatorios.

El análisis de sensibilidad individual identifica el CAPEX como el criterio con mayor influencia estructural sobre el modelo, seguido por la robustez territorial y la madurez tecnológica. Esto es coherente con los resultados de los capítulos anteriores, las tecnologías con menor presión administrativa y meno dependencia de nueva infraestructura son las que concentran el mayor potencial de despliegue antes de 2030.

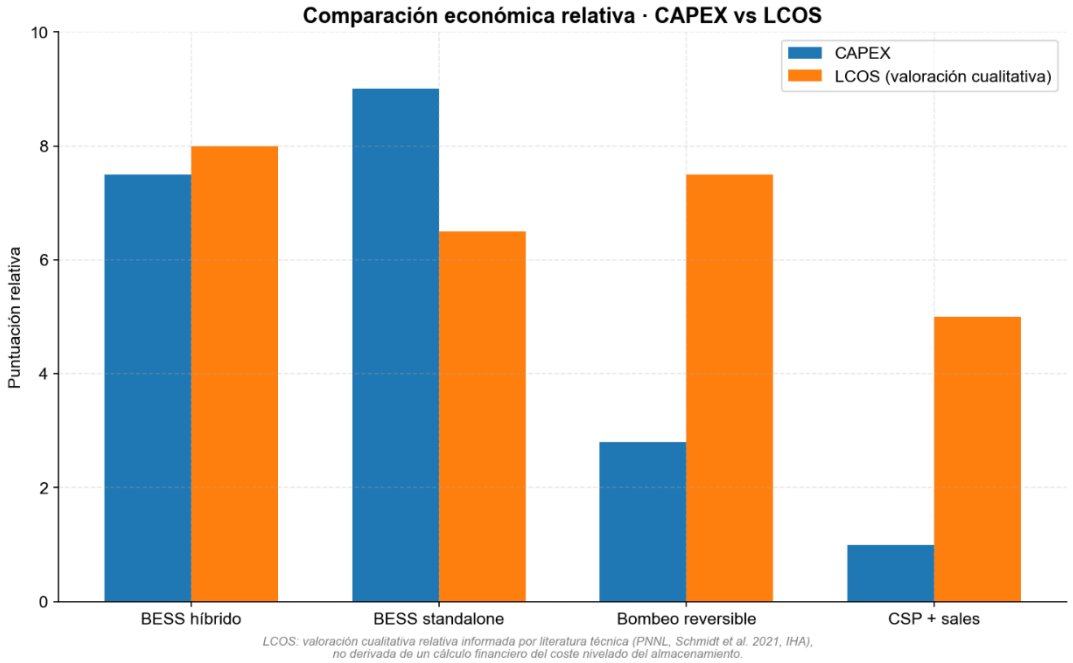


Ilustración 43. Stress test económico — comparación relativa entre CAPEX y LCOS.
Comparación de puntuaciones relativas utilizando CAPEX inicial frente a LCOS como criterio económico principal.
Fuente: Elaboración propia (NB07).

El stress test económico confirma que el ranking general no cambia al sustituir CAPEX por LCOS. Sin embargo, sí modifica parcialmente la distancia relativa entre tecnologías. El bombeo reversible mejora significativamente cuando se incorpora el ciclo de vida completo, gracias a su elevada vida útil y menor degradación relativa. El BESS standalone pierde parte de su ventaja inicial al incluir costes de reemplazo y degradación electroquímica. Aun así, el BESS híbrido mantiene el liderazgo global del análisis.

El resultado es relevante porque muestra que el predominio de las baterías híbridas no depende únicamente de un CAPEX bajo. Incluso utilizando una métrica económica de largo plazo, siguen siendo la alternativa con mejor equilibrio entre velocidad de despliegue, compatibilidad territorial y robustez operativa en el horizonte 2030.

6.2.3. Complementariedad tecnológica y lógica de mix

El sistema eléctrico español necesita cubrir servicios de almacenamiento muy distintos entre sí, como la integración renovable intradiaria, regulación rápida, estabilidad de red y respaldo durante periodos prolongados de baja generación renovable. Estas funciones operan sobre escalas temporales diferentes y no pueden cubrirse de manera eficiente con una única tecnología, por lo que el despliegue futuro dependerá de la complementariedad entre ellas.

El BESS híbrido destaca como solución de despliegue rápido antes de 2030. Su principal ventaja es que reutiliza infraestructuras de evacuación ya existentes, reduciendo las barreras territoriales y administrativas identificadas en los capítulos 4 y 5. Esto le permite acelerar la integración renovable, reducir vertidos y participar en arbitraje intradiario con un CAPEX relativamente bajo. Su limitación es operativa, dado que parte de su disponibilidad depende de la planta renovable asociada, especialmente en configuraciones FV+BESS.

El BESS standalone cubre esa limitación. Su principal valor es la flexibilidad completa de operación, gracias a su capacidad de regulación de frecuencia, servicios de ajuste, grid-forming e inercia sintética con disponibilidad continua. Es la tecnología más preparada para aportar estabilidad de red en un sistema con elevada penetración renovable. Sin embargo, su despliegue depende en gran medida de resolver las restricciones de acceso y financiabilidad identificadas en NB04–NB06.

El bombeo reversible cumple una función distinta dentro del mix. Aporta almacenamiento interdiario y respaldo prolongado durante episodios de baja generación renovable. Además, proporciona inercia síncrona natural y una vida útil muy superior a la de las baterías electroquímicas. Los resultados del capítulo 5 mostraban que incluso los escenarios conservadores sitúan el bombeo entre 7 y 10 GW en 2030. Su principal limitación no es únicamente de tramitación, sino de disponibilidad de emplazamientos, los grandes saltos hidráulicos con condiciones topográficas e hídricas adecuadas en España están en su mayoría ya aprovechados o en proceso de desarrollo, lo que restringe el potencial de nueva capacidad a gran escala con independencia del ritmo regulatorio. Las opciones de crecimiento futuro pasan por la modernización y conversión a velocidad variable de centrales y, en un horizonte más largo, por el desarrollo de bombeo a menor escala en saltos de menor tamaño, aunque esta última opción requiere aún maduración tecnológica y regulatoria para ser desplegable a escala relevante.

La termosolar con almacenamiento térmico mantiene un papel más reducido en el horizonte 2030 debido a la ausencia de pipeline significativo. Aun así, sigue siendo una tecnología relevante para generación despachable nocturna y almacenamiento térmico de larga duración en sistemas con alta penetración solar.

La lógica resultante es de especialización funcional. El BESS híbrido aporta velocidad de despliegue y reducción de vertidos; el standalone aporta servicios sistémicos avanzados y flexibilidad continua; el bombeo aporta estabilidad estructural y almacenamiento de larga

duración; y la termosolar puede complementar la cobertura nocturna en regiones con alta irradiación solar.

Esta conclusión es coherente con las referencias europeas del NB03. Alemania y Reino Unido priorizan baterías rápidas para servicios de ajuste y arbitraje; Francia mantiene el bombeo como principal ancla de flexibilidad estructural; y España combina ambas necesidades con una penetración solar prevista superior al 74 % en 2030. En ese contexto, el almacenamiento de corta duración y el almacenamiento de larga duración no actúan como alternativas excluyentes, sino como componentes complementarios del mismo sistema eléctrico.

6.3. Implicaciones para el sistema eléctrico español

Los resultados del análisis multicriterio, junto con el diagnóstico de barreras realizado en los capítulos 4 y 5, permiten identificar qué tecnologías están mejor posicionadas para cubrir cada necesidad del sistema eléctrico español antes de 2030. El análisis no define una única solución óptima, sino un reparto funcional entre tecnologías con capacidades y limitaciones diferentes.

6.3.1. Tecnologías prioritarias según su función en el sistema

Tabla 26. Priorización de tecnologías de almacenamiento según su función para el sistema. Fuente: Elaboración propia

FUNCIÓN SISTÉMICA	TECNOLOGÍA PRIORITARIA	NECESIDAD ESTIMADA	CONDICIÓN PRINCIPAL	HORIZONTE
INTEGRACIÓN RENOVABLE Y REDUCCIÓN DE VERTIDOS	BESS híbrido + standalone	5–8 GW adicionales	Acceso flexible y despliegue PINALM	2026–2028
REGULACIÓN DE FRECUENCIA Y SERVICIOS SISTÉMICOS	BESS standalone grid-forming	1–2 GW	Mecanismo de retribución por servicios de red	2027–2030
ALMACENAMIENTO DIARIO E INTERDIARIO	Bombeo reversible	7–10 GW totales	Tramitación ambiental y financiación	2027–2032
RESPALDO DE LARGA DURACIÓN	Bombeo reversible	Variable según escenario	Continuidad de proyectos	2028–2035
ARBITRAJE INTRADIARIO Y PEAK SHAVING	BESS híbrido + standalone	Despliegue ligado al spread OMIE	Diferencial de precios suficiente	Inmediato

Los resultados muestran que las tecnologías que avanzan con mayor rapidez no coinciden necesariamente con las de mayor valor para el sistema. El BESS híbrido concentra gran parte del despliegue porque reduce barreras administrativas y reutiliza puntos de evacuación existentes. En cambio, servicios como regulación de frecuencia avanzada, inercia sintética o respaldo prolongado dependen de tecnologías cuya rentabilidad todavía no está plenamente respaldada por el mercado actual.

Esto es especialmente visible en el BESS standalone grid-forming y en el bombeo reversible. Ambos aportan funciones críticas para un sistema con alta penetración renovable, pero requieren horizontes de inversión más largos o mecanismos específicos de retribución. Sin señales económicas adecuadas, el mercado tiende a priorizar las soluciones con menor fricción administrativa y retorno más rápido.

El análisis también confirma que el bombeo reversible seguirá siendo la principal tecnología de almacenamiento de larga duración antes de 2030. Incluso en escenarios de fuerte despliegue BESS, continúa siendo la única tecnología madura capaz de aportar almacenamiento interdiario y estabilidad estructural a gran escala.

6.3.2. Limitaciones del análisis y líneas futuras

El análisis presenta varias limitaciones que deben tenerse en cuenta al interpretar los rankings y escenarios obtenidos.

En primer lugar, parte de los criterios utilizados son semi-cuantitativos. Variables como robustez territorial, compatibilidad sistémica o dependencia regulatoria se apoyan en evidencia técnica y en los resultados de los notebooks previos, pero siguen incorporando una componente de juicio personal. La transparencia en la asignación de puntuaciones reduce esta limitación, aunque no la elimina completamente.

En segundo lugar, el modelo no incluye simulación de despacho horario ni evolución de precios eléctricos. Aspectos como spreads OMIE, ingresos por servicios de ajuste, mercados de capacidad o costes reales de operación no están modelados explícitamente. Por tanto, los resultados reflejan robustez relativa entre tecnologías, no rentabilidad financiera detallada de proyectos concretos.

También existe incertidumbre asociada a la evolución tecnológica y regulatoria. La reducción del CAPEX de las baterías en los últimos años ha sido más rápida de lo previsto en muchos escenarios internacionales, y cambios regulatorios como el acceso flexible o un futuro mecanismo de

capacidad podrían modificar significativamente la posición relativa del BESS standalone y del bombeo.

Otra limitación importante es la resolución territorial del análisis. El estudio identifica el desequilibrio geográfico de forma agregada, pero no desarrolla un modelo óptimo de mix tecnológico por comunidad autónoma o por nudo de red. Este tipo de análisis requeriría información territorial más detallada y modelos espaciales específicos.

Como líneas futuras de investigación, el trabajo podría ampliarse en tres direcciones principales: incorporación de modelos horarios de despacho e ingresos, análisis de tecnologías emergentes de larga duración con horizonte 2035–2040, y evaluación territorial del mix óptimo de almacenamiento a escala regional.

Capítulo 7. Discusión y Limitaciones

7.1.Implicaciones regulatorias y de planificación

7.1.1. Problema actual de implementación

Durante gran parte de la transición energética, el principal reto del sistema eléctrico español fue incrementar la capacidad de generación renovable. Por ello, el almacenamiento ocupó un papel secundario frente a otras prioridades como el desarrollo eólico, el despliegue fotovoltaico o la ampliación de las interconexiones. Además, España partía de una situación diferente a la de otros países europeos, con una de las mayores capacidades de bombeo reversible del continente y una menor necesidad inicial de almacenamiento electroquímico a gran escala.

Los resultados obtenidos en este trabajo sugieren que esa situación ha cambiado. La cuestión ya no es únicamente aumentar la capacidad renovable instalada, sino garantizar que el sistema pueda integrar de forma segura una cantidad creciente de generación basada en electrónica de potencia, que no aporta inercia síncrona al sistema. Por ello, el almacenamiento pasa a ser un elemento estructural de la operación del sistema, ya que adicionalmente al almacenamiento de energía, también puede aportar los servicios de estabilidad, regulación de frecuencia y soporte de tensión que los generadores síncronos tradicionales aportaban.

Esta evolución explica en parte los resultados obtenidos a lo largo del trabajo. El marco de acceso a red que genera la baja tasa de conversión del pipeline y la asimetría entre modos se diseñó cuando el almacenamiento tenía un papel secundario en el sistema. Adaptarlo a la nueva realidad no es solo una cuestión técnica de criterios de conexión, sino de reconocer que el almacenamiento ya no es un complemento de la generación renovable, sino una condición para que esa generación pueda integrarse de forma segura.

7.1.2. El acceso a la red

La saturación de la red de transporte es real y extensa, más de tres cuartas partes de los nudos están copados en modo generación, pero el análisis de sus causas sugiere que no toda esa saturación tiene el mismo grado de permanencia. Que el 62% de los nudos saturados en generación y el 47% en demanda estén afectados por criterios dinámicos, y no por límites físicos de las líneas o transformadores, abre la discusión ya estudiada, de si una parte significativa de la red aparece como "llena" por criterios de estabilidad que podrían revisarse con nuevas

especificaciones técnicas o mediante el acceso flexible, la saturación real podría ser menor de lo que los mapas actuales sugieren. Esto no significa que el problema sea menor, sino que parte de su solución no requiere crear nueva infraestructura de red sino reescribir criterios, lo que tiene implicaciones muy distintas en términos de plazos y coste.

Los cambios regulatorios introducidos en los últimos años, como la diferenciación entre acceso en generación y demanda, el desarrollo del acceso flexible o la simplificación administrativa de determinados proyectos híbridos, amplían las alternativas de conexión y pueden facilitar una parte del despliegue previsto para esta década. Sin embargo, su impacto todavía es limitado debido a su reciente implantación y a los plazos inherentes al desarrollo de nuevos proyectos.

Los problemas con el desarrollo de proyectos observados actualmente son consecuencia de la diferente velocidad a la que evolucionan la inversión privada y la planificación de infraestructuras. Mientras los proyectos pueden desarrollarse en pocos años, la adaptación de la red y de los mecanismos de acceso requiere procesos mucho más largos y complejos.

Adicionalmente, las preocupaciones expresadas recientemente por distintos agentes del sector apuntan en la misma dirección. Más allá de las diferencias entre tecnologías o modelos de negocio, existe un consenso creciente en que la capacidad de acceso a la red se ha convertido en uno de los factores más determinantes para el ritmo de despliegue del almacenamiento en España.

7.1.3. Hibridación y acceso flexible

La hibridación, como se ha analizado a lo largo del proyecto, aparece como una de las vías más relevantes para acelerar el despliegue del almacenamiento en el corto plazo. Al reutilizar infraestructuras de evacuación ya construidas y permisos previamente concedidos a instalaciones renovables, los proyectos híbridos evitan parte de las restricciones asociadas a la tramitación de nuevos accesos. Esta ventaja se refleja tanto en los resultados del análisis multicriterio, donde el BESS híbrido obtiene la mayor robustez global, como en la simulación Monte Carlo, donde su contribución resulta determinante para aumentar la probabilidad de cumplimiento de los objetivos de almacenamiento.

Adicionalmente, el análisis de los criterios de acceso muestra que una parte de las limitaciones actuales no responde necesariamente a restricciones físicas permanentes de la red. El potencial adicional identificado en el escenario D sugiere que determinados bloqueos están asociados a criterios dinámicos de operación cuya evolución depende, al menos parcialmente, del desarrollo

de nuevos mecanismos regulatorios y de control del sistema. Desde esta perspectiva, el acceso flexible puede interpretarse como una herramienta para aumentar la utilización efectiva de la infraestructura existente antes de recurrir a nuevas inversiones en red.

Ambas líneas permiten incrementar la capacidad materializable sin requerir una expansión proporcional de las infraestructuras eléctricas. Esto no elimina la necesidad de futuras inversiones en red, especialmente en un escenario de elevada electrificación y crecimiento renovable, pero sí pone de manifiesto que una parte del potencial de despliegue depende de decisiones regulatorias y operativas que podrían implementarse en horizontes temporales más reducidos que los asociados a la construcción de nuevas infraestructuras.

7.1.4. Recomendaciones para el desbloqueo del almacenamiento en España

Las medidas se deben centrar especialmente en el problema observado y afirmado por REE: la falta de derechos contractuales de acceso a la red y no tanto el acceso físico. Estas medidas podrían dividirse en inmediatas, corto plazo y medio plazo con objetivo 2030.

La máxima prioridad es cerrar el desarrollo del acceso flexible, publicados desde febrero de 2026. Esto permitiría resolver la actual incoherencia de criterios que tratan al almacenamiento como un consumidor rígido sin reconocer su comportamiento bidireccional y por lo tanto liberaría capacidad sin necesidad de construir nueva infraestructura.

Adicionalmente, al igual que introdujo Reino Unido, se podría introducir criterios de madurez que prioricen los proyectos realmente preparados para llevarse a cabo y por lo tanto agilizar el pipeline real [144].

Entre las prioridades a corto plazo, nos encontramos con el implante del mercado de capacidad, aprobado por la Comisión Europea en mayo de 2026. Pese a que la falta de financiación no se encuentre entre los desafíos principales para el desarrollo de proyectos de almacenamiento en España, dar certidumbre de ingresos a largo plazo es, en la práctica, lo que permite financiar proyectos que hoy dependen únicamente del mercado eléctrico diario. En otros países como Italia, la entrada del mercado de capacidad ha supuesto grandes aumentos en la inversión al almacenamiento electroquímico [145].

También es clave avanzar en el reconocimiento de tecnologías grid-forming, capaces de aportar estabilidad similar a la de los generadores síncronos tradicionales. La CNMC ya ha encargado a REE un grupo de trabajo sobre esta cuestión [141]. Esto deberían traducirse en una reducción de

los criterios de capacidad para las instalaciones que certifiquen esta tecnología, contribuyendo a liberar parte del potencial dinámico identificado en el escenario D del capítulo 5.

A más largo plazo, la red de transporte necesita seguir reforzándose físicamente, con inversiones que se anticipen a la demanda en lugar de reaccionar a ella, tal y como recomienda la Agencia Internacional de la Energía para liberar capacidad en las colas de conexión a nivel mundial [146].

7.2. Almacenamiento y resiliencia del sistema eléctrico

El apagón del 28 de abril de 2025 supuso un punto de inflexión en el debate energético español. Aunque sus causas concretas exceden el alcance de este trabajo, el evento puso de manifiesto la importancia de analizar no solo la cantidad de generación renovable instalada, sino también la capacidad del sistema para mantener condiciones adecuadas de estabilidad y operación ante perturbaciones de gran magnitud.

Además de su impacto técnico, el 28A tuvo un efecto significativo sobre la percepción pública e institucional del almacenamiento energético. Hasta ese momento, el debate sobre baterías y otras tecnologías de almacenamiento estaba principalmente vinculado a la integración de renovables y a la reducción de vertidos. Tras el apagón, conceptos como flexibilidad, estabilidad de red, regulación de frecuencia o almacenamiento comenzaron a adquirir una mayor presencia tanto en el ámbito regulatorio como en el debate público. El almacenamiento dejó de percibirse únicamente como una herramienta para aprovechar mejor la energía renovable y pasó a considerarse también un elemento relevante para la resiliencia del sistema eléctrico.

Los resultados obtenidos en este trabajo sugieren que un mayor despliegue de almacenamiento no puede interpretarse como una solución automática frente a eventos de este tipo. Sin embargo, una mayor presencia de tecnologías capaces de aportar servicios de red, habría incrementado la capacidad del sistema para gestionar desequilibrios y responder ante determinadas perturbaciones operativas.

Desde esta perspectiva, una de las principales lecciones del 28A es que la transición energética no depende exclusivamente de incorporar más generación renovable, sino también de desarrollar los recursos que permitan operarla de forma estable y resiliente. El creciente interés regulatorio por el almacenamiento observado durante 2025 y 2026 puede interpretarse como una consecuencia directa de esta toma de conciencia.

7.3. Aportaciones originales del estudio

La principal aportación de este trabajo no reside en la construcción de un marco de análisis basado en datos reales del sistema eléctrico español. Para ello se han integrado y procesado fuentes procedentes de REE, MITECO, OMIE, OpenGridWorks, BOE y documentación regulatoria reciente, con el objetivo de analizar de forma conjunta la situación actual del almacenamiento, el estado de la red y las posibilidades reales de despliegue hasta 2030.

A partir de esta base de datos se ha realizado una cuantificación del desajuste existente entre la localización de los proyectos de almacenamiento y la capacidad disponible de acceso a red, permitiendo estimar la capacidad técnicamente compatible bajo distintos escenarios de conexión. El análisis también ha incorporado la clasificación de los criterios de acceso publicados por REE, diferenciando entre restricciones estructurales y restricciones potencialmente revisables mediante mecanismos de acceso flexible, lo que permite identificar una parte del bloqueo actual que no depende necesariamente de nuevas inversiones en infraestructura.

Otra contribución relevante es la incorporación de un pipeline específico de proyectos híbridos BESS, construido a partir de anuncios empresariales, proyectos publicados en el BOE y documentación sectorial. Frente a aproximaciones basadas en porcentajes genéricos de hibridación, este enfoque permite estimar de forma más realista la contribución potencial de esta tipología al despliegue de almacenamiento en España.

Finalmente, el trabajo integra el análisis de red, regulación, pipeline de proyectos, simulación probabilística y evaluación multicriterio dentro de un único marco metodológico. Esto permite pasar de una visión descriptiva del almacenamiento a una evaluación cuantitativa de cuánto almacenamiento podría desplegarse, con qué probabilidad y qué tecnologías presentan una mayor robustez para responder a las necesidades del sistema eléctrico español.

7.4. Limitaciones del estudio

A pesar del nivel de detalle alcanzado en el análisis, existen varias limitaciones asociadas principalmente a la disponibilidad y resolución de los datos públicos. La más relevante afecta al pipeline de almacenamiento standalone. Los registros públicos de REE permiten conocer la distribución territorial de los proyectos por comunidad autónoma, pero no identifican de forma sistemática el nudo exacto solicitado por cada instalación. Como consecuencia, el análisis de compatibilidad realizado en el capítulo 5 debe efectuarse a escala autonómica y no a escala nodal, lo que introduce un cierto nivel de agregación en los resultados.

Una segunda limitación afecta a los proyectos híbridos. A diferencia del almacenamiento standalone, gran parte de la información disponible procede de anuncios empresariales, resoluciones administrativas y documentación pública dispersa. Esto ha permitido construir un inventario específico de proyectos de hibridación BESS, pero no verificar de forma homogénea la situación de acceso y conexión de cada proyecto a nivel de nudo. Por este motivo, la componente híbrida incorporada en el modelo debe interpretarse como una estimación basada en proyectos identificados, no como una realidad completa del mercado.

Asimismo, el trabajo no incorpora modelos de despacho horario ni simulaciones dinámicas de operación del sistema eléctrico. Los análisis realizados permiten estimar capacidad potencialmente materializable y evaluar distintas tecnologías desde una perspectiva estratégica, pero no cuantifican ingresos de mercado, señales de precio, servicios de ajuste ni comportamiento operativo horario. La viabilidad económica real de cada proyecto dependerá también de estos factores.

Por último, una parte de los resultados está condicionada por la evolución futura del marco regulatorio. Aspectos como el desarrollo del acceso flexible, la evolución de los criterios dinámicos de conexión o la posible implantación de nuevos mecanismos de remuneración para servicios de red pueden modificar significativamente las perspectivas de despliegue observadas. En este sentido, los escenarios analizados representan una realidad consistente con la información disponible durante el periodo de realización del estudio, pero no eliminan la incertidumbre inherente a un sector en rápida transformación.

Capítulo 8. Conclusiones

La finalidad de este trabajo ha sido analizar la situación actual del almacenamiento energético en España y evaluar su capacidad para contribuir al cumplimiento de los objetivos establecidos en el PNIEC 2023-2030. Para ello se ha estudiado el estado de las tecnologías de almacenamiento, la evolución del marco regulatorio, la disponibilidad de acceso a la red, el pipeline de proyectos existente y la probabilidad de materialización de nueva capacidad antes de 2030.

Los resultados obtenidos permiten responder a la pregunta principal de investigación. España dispone de capacidad técnica y de una cartera de proyectos suficiente para aproximarse e incluso alcanzar los objetivos de almacenamiento fijados por el PNIEC. Sin embargo, la probabilidad de lograrlo bajo las condiciones actuales es limitada. El análisis muestra que existe una diferencia significativa entre la capacidad teórica identificada en los registros de acceso y la capacidad realmente compatible con la localización de los proyectos. A su vez, la simulación indica que, aunque el objetivo específico de baterías presenta una probabilidad elevada de cumplimiento, el objetivo agregado de almacenamiento continúa dependiendo de la evolución simultánea de varias tecnologías y de la eliminación de barreras que todavía siguen presentes.

Una de las principales conclusiones del estudio es que el reto actual ya no es tecnológico. Las baterías han alcanzado niveles elevados de madurez técnica y económica, existe un pipeline de proyectos muy superior a la capacidad actualmente operativa y el almacenamiento ha pasado a ocupar una posición central dentro de la planificación energética. El problema se ha desplazado hacia la capacidad de transformar proyectos en instalaciones conectadas y operativas. En este sentido, las restricciones de acceso a la red, el desajuste territorial entre proyectos y capacidad disponible, los tiempos administrativos y la incertidumbre regulatoria aparecen como factores más determinantes que las propias limitaciones tecnológicas.

El análisis también muestra que no todas las tecnologías desempeñan el mismo papel dentro del sistema eléctrico. Las baterías, especialmente en configuraciones híbridas, representan la vía más rápida de despliegue a corto plazo gracias a su menor dependencia de nuevos permisos de acceso y a la reutilización de infraestructuras existentes. El bombeo reversible mantiene un papel estratégico para el almacenamiento de larga duración y para la estabilidad estructural del sistema, mientras que la termosolar con almacenamiento térmico presenta un desarrollo mucho más limitado en el horizonte temporal analizado. Como resultado, una parte importante de las posibilidades reales de alcanzar los objetivos del PNIEC depende del despliegue efectivo de

nuevas instalaciones BESS y, especialmente, de la capacidad de acelerar los proyectos de hibridación actualmente identificados.

Desde el punto de vista regulatorio, los resultados sugieren que una parte relevante del potencial existente podría activarse sin necesidad de esperar exclusivamente a nuevas inversiones en infraestructura de red. La diferenciación entre acceso en generación y demanda, el desarrollo del acceso flexible, la simplificación de la hibridación y la revisión de determinados criterios de conexión representan avances significativos que van en la dirección correcta. Aunque estas medidas probablemente no sean suficientes por sí solas para garantizar el cumplimiento íntegro de los objetivos del PNIEC, sí contribuyen a reducir algunas de las barreras que han limitado el despliegue del almacenamiento en España.

El apagón del 28 de abril de 2025 reforzó además la percepción de que el almacenamiento no debe entenderse únicamente como una herramienta para integrar energías renovables, sino también como un elemento para la flexibilidad y la resiliencia del sistema eléctrico. Más allá de las causas concretas de aquel acontecimiento, la creciente importancia otorgada al almacenamiento durante los últimos años refleja una visión sobre la necesidad de acompañar el crecimiento de la generación renovable con recursos capaces de aportar estabilidad, capacidad de respuesta y servicios de red.

Por todo ello, no alcanzar exactamente los 22,5 GW de almacenamiento fijados por el PNIEC no debería interpretarse necesariamente como un fracaso de la transición energética. Más relevante que la cifra final es la capacidad de identificar los principales cuellos de botella y desarrollar las herramientas necesarias para resolverlos. Los resultados de este trabajo muestran que esos obstáculos son hoy mejor conocidos que hace apenas unos años y que ya se han iniciado medidas para mitigarlos. La cuestión fundamental no es únicamente cuánto almacenamiento existirá en 2030, sino si el sistema eléctrico español habrá desarrollado las condiciones necesarias para mantener su crecimiento durante la década siguiente. Los avances observados permiten concluir que ese proceso ya ha comenzado, aunque todavía existen desafíos importantes para convertir el potencial identificado en capacidad operativa real.

Bibliografía

[1] Red Eléctrica de España, "Generación total de energía eléctrica," Sistema Eléctrico Español. [En línea]. Disponible: https://www.sistemaelectrico-ree.es/es/informe-del-sistema-electrico/generacion/generacion-de-energia-electrica/generacion-total-de-energia-electrica.

[2] L. Jiménez, "España, líder en renovables… pero ¿y en almacenamiento?," EFEverde, 2-nov-2025. [En línea]. Disponible: https://efeverde.com/espana-lider-en-renovables-pero-y-en-almacenamiento-por-luis-jimenez-norvento/.

[3] Red Eléctrica de España, "Generación total de energía eléctrica," Informe del Sistema Eléctrico Español 2023. [En línea]. Disponible: https://www.sistemaelectrico-ree.es/es/2023/informe-del-sistema-electrico/generacion/generacion-de-energia-electrica/generacion-total-de-energia-electrica.

[4] D. Page, "El mercado eléctrico registra por primera vez precios negativos en España," El Periódico de la Energía, 31-mar-2024. [En línea]. Disponible: https://elperiodicodelaenergia.com/el-mercado-electrico-registra-por-primera-vez-precios-negativos-en-espana/.

[5] "El sector fotovoltaico pide medidas para frenar las horas con precio negativo: 759 este año," El Independiente, 7-oct-2025. [En línea]. Disponible: https://www.elindependiente.com/economia/2025/10/07/el-sector-fotovoltaico-pide-medidas-para-frenar-las-horas-con-precio-negativo-759-este-ano/.

[6] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, "Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030." [En línea]. Disponible: https://www.miteco.gob.es/es/prensa/pniec.html.

[7] Red Eléctrica de España, "Almacenamiento," REE Datos. [En línea]. Disponible: https://www.ree.es/es/datos/almacenamiento.

[8] EY, "Informe EY Infrastructure Compass 2025," oct. 2025. [En línea]. Disponible: https://www.ey.com/es_es/newsroom/2025/10/informe-ey-infrastructure-compass-2025.

[9] X. Luo, J. Wang, M. Dooner y J. Clarke, "Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation," Applied Energy, vol. 137, pp. 511–536, ene. 2015, doi: 10.1016/j.apenergy.2014.09.081.

[10] International Energy Agency (IEA), "Battery storage is scaling up and taking on a larger system role," IEA Commentary. [En línea]. Disponible: https://www.iea.org/commentaries/battery-storage-is-scaling-up-and-taking-on-a-larger-system-role.

[11] Naciones Unidas, "Objetivos de Desarrollo Sostenible." [En línea]. Disponible: https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/.

[12] Naciones Unidas, "Energía." [En línea]. Disponible: https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/energy/.

[13] Naciones Unidas, "Industria, innovación e infraestructura." [En línea]. Disponible: https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/infrastructure/.

[14] F. H. Malik, G. A. Hussain, Y. M. S. Alsmadi, Z. M. Haider, W. Mansoor y M. Lehtonen, "Integrating Energy Storage Technologies with Renewable Energy Sources: A Pathway Toward Sustainable Power Grids," Sustainability, vol. 17, no. 9, Art. no. 4097, may. 2025, doi: 10.3390/su17094097.

[15] J. Trashorras Montecelos, Almacenamiento de energía eléctrica. Madrid, España: Ediciones Paraninfo, 2023.

[16] A. Koohi-Fayegh and M. A. Rosen, "A review of energy storage types, applications and recent developments," Journal of Energy Storage, vol. 27, Art. no. 101047, feb. 2020, doi: 10.1016/j.est.2019.101047.

[17] International Energy Agency (IEA), Global Hydrogen Review 2025. Paris, France: IEA, 2025.

[18] International Renewable Energy Agency (IRENA), Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030. Abu Dhabi, UAE: IRENA, 2017. [En línea]. Disponible: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Oct/IRENA_Electricity_Storage_Costs_2017.pdf.

[19] I. Gonzalez Cuenca, Overview of Energy Storage Deployment in Europe: An Analysis of Current Status and Policy Framework on Energy Storage. Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2025. doi: 10.2760/3846606.

[20] "Niveles de madurez de la tecnología (Technology Readiness Levels. TRLs). Una introducción," Economía Industrial, no. 393, pp. 165–170, 2014. [En línea]. Disponible: https://www.mintur.gob.es/publicaciones/publicacionesperiodicas/economiaindustrial/revistaeconomiaindustrial/393/notas.pdf.

[21] National Aeronautics and Space Administration (NASA), "Technology Readiness Levels (TRLs)," 2023. [En línea]. Disponible: https://www.nasa.gov/directorates/somd/space-communications-navigation-program/technology-readiness-levels/.

[22] Victanis, "Market Review of Energy Storage Systems." [En línea]. Disponible: https://www.victanis.com/market-review-of-energy-storage-systems.

[23] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), Análisis del estado actual del almacenamiento detrás del contador en España. Madrid, España: IDAE, 2023.

[24] A. Saldarini, M. Longo, M. Brenna and D. Zaninelli, "Battery Electric Storage Systems: Advances, Challenges, and Market Trends," Energies, vol. 16, no. 22, Art. no. 7566, nov. 2023, doi: 10.3390/en16227566.

[25] International Renewable Energy Agency (IRENA), Innovation Landscape for a Renewable-Powered Future: Solutions to Integrate Variable Renewables. Abu Dhabi, UAE: IRENA, 2019. [En línea]. Disponible: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Feb/IRENA_Innovation_Landscape_2019_report.pdf.

[26] S. Shahzad, M. A. Abbasi, M. B. Shahid and J. M. Guerrero, "Unlocking the potential of long-duration energy storage: Pathways to net-zero emissions through global innovation and collaboration," Journal of Energy Storage, vol. 97, pt. A, Art. no. 112904, 2024, doi: 10.1016/j.est.2024.112904.

[27] M. K. Khan, M. Raza, M. Shahbaz, U. Farooq and M. U. Akram, "Recent advancement in energy storage technologies and their applications," Journal of Energy Storage, vol. 92, Art. no. 112112, 2024, doi: 10.1016/j.est.2024.112112.

[28] International Energy Agency (IEA), Batteries and Secure Energy Transitions. Paris, France: IEA, 2024. [En línea]. Disponible: https://www.iea.org/reports/batteries-and-secure-energy-transitions.

[29] B. Sudiarto, F. H. Jufri, F. F. Angkasa, A. N. Widyanto, C. Hudaya, F. Husnayain, I. R. Fitri, D. R. Aryani, J.-S. Kim, M. G. Samual y Z. Arifin, "Battery technology for utility-scale battery energy storage system applications: A comparative review," Journal of Energy Storage, vol. 149, Art. no. 120211, 2026, doi: 10.1016/j.est.2025.120211.

[30] Iberdrola, "Almacenamiento energético mediante baterías." [En línea]. Disponible: https://www.iberdrolaespana.com/sostenibilidad/almacenamiento-energia/baterias-almacenamiento.

[31] Naturgy, "Naturgy inicia la construcción de sus primeros proyectos de almacenamiento con baterías en España." [En línea]. Disponible: https://www.naturgy.com/notas-de-prensa/naturgy-inicia-la-construccion-de-sus-primeros-proyectos-de-almacenamiento-con-baterias-en-espana/.

[32] M. Aneke and M. Wang, "Energy storage technologies and real life applications – A state of the art review," Applied Energy, vol. 179, pp. 350–377, 2016, doi: 10.1016/j.apenergy.2016.06.097.

[33] G. Laine Cuervo, I. Jares Salguero and E. García Ordiales, "The Spanish Energy Storage Market: Foundations for a Clean Energy Future," Energies, vol. 18, no. 21, Art. no. 5788, nov. 2025, doi: 10.3390/en18215788.

[34] O. Schmidt, S. Melchior, A. Hawkes and I. Staffell, "Battery degradation and economic lifetime in energy storage systems," arXiv preprint arXiv:2106.08702, 2021. [En línea]. Disponible: https://arxiv.org/abs/2106.08702.

[35] N. Vangapally, T. R. Penki, Y. Elias, S. Muduli, S. Maddukuri, S. Luski, D. Aurbach and S. K. Martha, "Lead-acid batteries and lead–carbon hybrid systems: A review," Journal of Power Sources, vol. 579, Art. no. 233312, 2023, doi: 10.1016/j.jpowsour.2023.233312.

[36] W.-Y. Chang, "The State of Charge Estimating Methods for Battery: A Review," International Scholarly Research Notices, vol. 2013, Art. no. 953792, 2013, doi: 10.1155/2013/953792.

[37] "Iberdrola invertirá más de 200 millones en una batería en Ceclavín (Cáceres)," El Periódico de la Energía. [En línea]. Disponible: https://elperiodicodelaenergia.com/iberdrola-invertira-mas-de-200-millones-en-una-bateria-en-ceclavin-caceres/.

[38] "Benbros lanza una batería de 195 MWh en Cantabria," El Periódico de la Energía. [En línea]. Disponible: https://elperiodicodelaenergia.com/benbros-lanza-una-bateria-de-195-mwh-en-cantabria.

[39] "El almacenamiento de baterías en Europa crece un 15% en 2024 mientras en España desciende por tercer año consecutivo," El Periódico de la Energía. [En línea]. Disponible: https://elperiodicodelaenergia.com/el-almacenamiento-de-baterias-en-europa-crece-un-15-en-2024-mientras-en-espana-desciende-por-tercer-ano-consecutivo.

[40] "Endesa pone a sus centrales hidroeléctricas a la vanguardia tecnológica con la velocidad variable," Energías Renovables. [En línea]. Disponible: https://www.energias-renovables.com/hidraulica/endesa-pone-a-sus-centrales-hidroel-ctricas-20251218.

[41] "Fraunhofer IEE y sus socios prueban el almacenamiento hidroeléctrico de bombeo submarino en aguas de California," El Periódico de la Energía. [En línea]. Disponible: https://elperiodicodelaenergia.com/fraunhofer-iee-y-sus-socios-prueban-el-almacenamiento-hidroelectrico-de-bombeo-submarino-en-aguas-de-california/.

[42] International Hydropower Association (IHA), 2024 Hydropower Status Report. London, United Kingdom: IHA, 2024. [En línea]. Disponible: https://www.hydropower.org/status-report.

[43] Iberdrola, "Complejo hidroeléctrico Cortes-La Muela." [En línea]. Disponible: https://www.iberdrola.com/conocenos/nuestra-actividad/energia-hidroelectrica/central-hidroelectrica-cortes-la-muela.

[44] Xunta de Galicia, "Xunta e Iberdrola analizan un proyecto para desarrollar una central hidroeléctrica en Conso." [En línea]. Disponible: https://www.xunta.gal/es/notas-de-prensa/-/nova/011598/xunta-iberdrola-analizan-proyecto-para-desarrollar-central-hidroelectrica-conso.

[45] Repsol, "Proyecto Aguayo II." [En línea]. Disponible: https://www.repsol.com/es/conocenos/nuestra-actividad/generacion-baja-carbono/proyecto-aguayo-ii/index.cshtml.

[46] "Las cuentas de Iberdrola con el bombeo hidroeléctrico: se podrían instalar 10 GW a menos de 1.000 euros por kilovatio," El Periódico de la Energía. [En línea]. Disponible: https://elperiodicodelaenergia.com/las-cuentas-de-iberdrola-con-el-bombeo-hidroelectrico-se-podrian-instalar-10-gw-a-menos-de-1-000-euros-por-kilovatio/.

[47] Norvento, "Almacenamiento por calor sensible: qué es y cómo funciona." [En línea]. Disponible: https://www.norvento.com/blog/almacenamiento-por-calor-sensible/.

[48] M. P. Islam and T. Morimoto, "Advances in low to medium temperature non-concentrating solar thermal technology," Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 82, pp. 2066–2090, 2018, doi: 10.1016/J.RSER.2017.08.030.

[49] Iberdrola, "BESS vs almacenamiento térmico." [En línea]. Disponible: https://www.iberdrola.com/conocenos/generacion-electrica-power/almacenamiento-energia/bess-vs-almacenamiento-termico.

[50] European Association for Storage of Energy (EASE), Thermal Energy Storage. Brussels, Belgium: EASE, sep. 2023. [En línea]. Disponible: https://energystorageeurope.eu/publication/thermal-energy-storage/.

[51] International Renewable Energy Agency (IRENA), Innovation Outlook: Thermal Energy Storage. Abu Dhabi, UAE: IRENA, 2020. [En línea]. Disponible: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Nov/IRENA_Innovation_Outlook_TES_2020.pdf.

[52] Protermosolar, "El sector en cifras." [En línea]. Disponible: https://www.protermosolar.com/el-sector-en-cifras/.

[53] SolarPACES, "Gemasolar Thermosolar Plant." [En línea]. Disponible: https://solarpaces.nlr.gov/project/gemasolar-thermosolar-plant-solar-tres.

[54] J. R. González Sanz, "Análisis técnico, regulatorio y económico de los sistemas de almacenamiento de energía eléctrica," Trabajo Fin de Máster, Universidad de Sevilla, Sevilla, España, 2020.

[55] Nisa Energy, "Baterías de flujo: el futuro del almacenamiento de energía a gran escala," LinkedIn, 2024. [En línea]. Disponible: https://www.linkedin.com/pulse/bater%C3%ADas-de-flujo-el-futuro-del-almacenamiento-energ%C3%ADa-gran-jrkpc/.

[56] Enel Group, "¿Qué es una batería de flujo?," Learning Hub. [En línea]. Disponible: https://www.enel.com/es/learning-hub/almacenamiento/bateria-de-flujo.

[57] Endesa, "La mayor instalación europea de almacenamiento de flujo de vanadio estará en una planta solar de Mallorca." [En línea]. Disponible: https://www.endesa.com/es/prensa/sala-de-prensa/noticias/eficiencia-energetica/mayor-instalacion-europea-almacenamiento-flujo-vanadio-planta-solar.

[58] Consejo Superior de Investigaciones Científicas (CSIC), "El CSIC presenta su prototipo de batería de flujo redox de vanadio de 10 kW," 2025. [En línea]. Disponible: https://pti-transener.csic.es/el-csic-presenta-su-prototipo-de-bateria-de-flujo-redox-de-vanadio-de-10kw-para-el-almacenamiento-de-energia-electrica-a-gran-escala/.

[59] Centro Nacional de Energías Renovables (CENER), "Ficha técnica microrred Atenea: almacenamiento de flujo," 2024. [En línea]. Disponible: https://www.cener.com/microrred-atenea/.

[60] EDP España, "Proyecto Innovación REDOX," 2024. [En línea]. Disponible: https://edp.com/es/europa/espana/proyectos/redox2025.

[61] International Renewable Energy Agency (IRENA), Green Hydrogen Supply: A Guide to Policy Making. Abu Dhabi, UAE: IRENA, 2021. [En línea]. Disponible: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/May/IRENA_Green_Hydrogen_Supply_2021.pdf.

[62] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO), Hoja de Ruta del Hidrógeno: Una apuesta por el hidrógeno renovable. Madrid, España: MITECO, 2024. [En línea]. Disponible: https://www.miteco.gob.es/es/ministerio/planes-estrategias/hidrogeno.html.

[63] Enagás, North 1: Almacenamiento subterráneo de hidrógeno. Madrid, España: Enagás, 2025. [En línea]. Disponible: https://www.infraestructurasdehidrogeno.es/wp-content/uploads/2025/07/Cuadriptico-almacenamiento-north-1.pdf.

[64] Hydrogen Council, Global Hydrogen Compass 2025. Brussels, Belgium: Hydrogen Council, 2025. [En línea]. Disponible: https://compass.hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2025/09/Hydrogen-Council-Global-Hydrogen-Compass-2025.pdf.

[65] Asociación Española del Hidrógeno (AeH2), Censo de proyectos de hidrógeno renovable en España. [En línea]. Disponible: https://aeh2.org/censo-de-proyectos-de-hidrogeno/.

[66] Iberdrola, "Planta de hidrógeno verde de Puertollano." [En línea]. Disponible: https://www.iberdrola.com/conocenos/generacion-electrica-power/otras-tecnologias/hidrogeno-verde/puertollano-planta-hidrogeno-verde.

[67] Repsol, "Proyecto de hidrógeno renovable en Cartagena." [En línea]. Disponible: https://cartagena.repsol.es/es/sobre-complejo/nuestras-instalaciones/hidrogeno-renovable/index.cshtml.

[68] Iberdrola, "Hidrogenera de Zona Franca Barcelona." [En línea]. Disponible: https://www.iberdrola.es/blog/sostenibilidad/asi-funciona-hidrogenera-zona-franca-barcelona.

[69] S. Dell'Aversano, C. Villante, K. Gallucci, G. Vanga and A. Di Giuliano, "E-Fuels: A Comprehensive Review of the Most Promising Technological Alternatives towards an Energy Transition," Energies, vol. 17, no. 16, Art. no. 3995, 2024, doi: 10.3390/en17163995.

[70] F. Ueckerdt, C. Bauer, A. Dirnaichner, J. Everall, R. Sacchi and G. Luderer, "Potential and risks of hydrogen-based e-fuels in climate change mitigation," Nature Climate Change, vol. 11, pp. 384–393, 2021, doi: 10.1038/s41558-021-01032-7.

[71] C. R. Matos, P. P. Silva and J. F. Carneiro, "Overview of compressed air energy storage projects and regulatory framework for energy storage," Journal of Energy Storage, vol. 55, Art. no. 105862, 2022, doi: 10.1016/j.est.2022.105862.

[72] Y. Tian, T. Zhang, N. Xie et al., "Conventional and advanced exergy analysis of large-scale adiabatic compressed air energy storage system," Journal of Energy Storage, vol. 57, Art. no. 106165, 2023, doi: 10.1016/j.est.2022.106165.

[73] MundoCompresor, "Aplicaciones curiosas del aire comprimido (I): sistema CAES." [En línea]. Disponible: https://www.mundocompresor.com/articulos-tecnicos/aplicaciones-curiosas-aire-comprimido-i-sistema-caes.

[74] PUSH-CCC Project, "Proyecto de almacenamiento energético mediante aire comprimido en Canarias." [En línea]. Disponible: https://www.pushccc.com/es/.

[75] SEGULA Technologies, "REMORA Stack: Underwater Energy Storage Project." [En línea]. Disponible: https://www.segulatechnologies.com/en/innovation_project/remora-stack/.

[76] N. W. Stauffer, "Using liquid air for grid-scale energy storage," MIT News, 10-abr-2025. [En línea]. Disponible: https://news.mit.edu/2025/using-liquid-air-grid-scale-energy-storage-0410.

[77] Highview Power, "Liquid Air Energy Storage Projects." [En línea]. Disponible: https://highviewpower.com/projects/.

[78] Corre Energy, "Compressed Air Energy Storage Projects." [En línea]. Disponible: https://correenergystorage.nl.

[79] Enel Group, "Gravity storage: almacenamiento energético gravitacional," 2024. [En línea]. Disponible: https://www.enel.com/company/stories/articles/2024/03/gravity-storage.

[80] X. Wang, H. Yang, X. Li, Z. Deng, G. Fu, Q. Wu and H. Zhi, "Gravitational energy storage: Media taxonomy, efficiency factors, comparison and selection," Applied Energy, vol. 395, Art. no. 126233, 2025, doi: 10.1016/j.apenergy.2025.126233.

[81] Energy Vault, "EVx Gravity Energy Storage Technology." [En línea]. Disponible: https://www.energyvault.com/products/g-vault-gravity-energy-storage.

[82] Huisman Equipment, "Edinburgh Gravity Energy Storage Demonstrator." [En línea]. Disponible: https://www.huismanequipment.com.

[83] Enel Green Power, "Energy Vault y almacenamiento gravitacional." [En línea]. Disponible: https://www.enelgreenpower.com.

[84] Gravitricity, "Gravity-based energy storage systems." [En línea]. Disponible: https://gravitricity.com.

[85] C. V. V. M. Gopi, S. Alzahmi, V. Narayanaswamy, R. Vinodh, B. Issa and I. M. Obaidat, "Supercapacitors: A promising solution for sustainable energy storage and diverse applications," Journal of Energy Storage, vol. 114, pt. A, Art. no. 115729, 2025, doi: 10.1016/j.est.2025.115729.

[86] KNF, "Volante de inercia para almacenamiento de energía: caso práctico Dumarey." [En línea]. Disponible: https://knf.com/es/us/historias-y-eventos/casos-practicos/detalles/volante-inercia-dumarey.

[87] C. Matos, E. Rosales-Asensio, J. A. Carta and P. Cabrera, "Flywheels in renewable energy systems: An analysis of their role in managing intermittency," Journal of Energy Storage, vol. 122, Art. no. 116674, 2025, doi: 10.1016/j.est.2025.116674.

[88] EcoFlow, "Superconducting Magnetic Energy Storage (SMES): A Comprehensive Guide," 2024. [En línea]. Disponible: https://www.ecoflow.com/us/blog/superconducting-magnetic-energy-storage-guide.

[89] G. González, "Almacenamiento de energía magnética por superconducción," Prisma Tecnológico, vol. 4, no. 1, pp. 29–32, 2013.

[90] Poseidon Project, "Fast Response Energy Storage Systems for Marine Applications," 2025. [En línea]. Disponible: https://poseidon-europeanproject.eu/about/.

[91] A. A. T. Alkhalidi, M. K. Khawaja and S. Ismail, "Solid-state batteries, their future in the energy storage and electric vehicles market," Science Talks, vol. 11, Art. no. 100382, jul. 2024, doi: 10.1016/j.sctalk.2024.100382.

[92] "Investigadores coreanos desarrollan una batería de calcio sin litio," El Periódico de la Energía, 2024. [En línea]. Disponible: https://elperiodicodelaenergia.com/investigadores-coreanos-desarrollan-una-bateria-de-calcio-que-da-un-alto-rendimiento-sin-contar-con-el-litio/.

[93] "Gelion acerca su tecnología de baterías de azufre a la comercialización," El Periódico de la Energía, 2024. [En línea]. Disponible: https://elperiodicodelaenergia.com/gelion-da-un-paso-importante-en-su-tecnologia-de-baterias-de-azufre-que-la-acerca-a-la-comercializacion-y-a-ser-competitiva-con-las-baterias-de-litio/.

[94] H. Chen et al., "Progress in electrical energy storage system: A critical review," Progress in Natural Science, vol. 19, no. 3, pp. 291–312, 2009, doi: 10.1016/j.pnsc.2008.07.014.

[95] T. Kim, W. Song, D.-Y. Son, L. K. Ono, and Y. Qi, "Lithium-ion batteries: outlook on present, future, and hybridized technologies," Journal of Materials Chemistry A, vol. 7, no. 7, pp. 2942–2964, 2019, doi: 10.1039/C8TA10513H.

[96] B. Dunn, H. Kamath, and J.-M. Tarascon, "Electrical Energy Storage for the Grid: A Battery of Choices," Science, vol. 334, no. 6058, pp. 928–935, 2011, doi: 10.1126/science.1212741.

[97] M. Skyllas-Kazacos, M. H. Chakrabarti, S. A. Hajimolana, F. S. Mjalli, and M. Saleem, "Progress in Flow Battery Research and Development," Journal of The Electrochemical Society, vol. 158, no. 8, pp. R55–R79, 2011, doi: 10.1149/1.3599565.

[98] H. Lund and G. Salgi, "The role of compressed air energy storage (CAES) in future sustainable energy systems," Energy Conversion and Management, vol. 50, no. 5, pp. 1172–1179, 2009, doi: 10.1016/j.enconman.2009.01.032.

[99] A. Kovac, D. Paranos, and D. Marcius, "Hydrogen in energy transition: A review," International Journal of Hydrogen Energy, vol. 46, no. 16, pp. 10016–10035, 2021, doi: 10.1016/j.ijhydene.2020.11.256.

[100] B. E. Conway, Electrochemical Supercapacitors: Scientific Fundamentals and Technological Applications. New York, NY, USA: Springer, 1999, doi: 10.1007/978-1-4757-3058-6.

[101] A. Gonzalez, E. Goikolea, J. A. Barrena, and R. Mysyk, "Review on supercapacitors: Technologies and materials," Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 58, pp. 1189–1206, 2016, doi: 10.1016/j.rser.2015.12.249.

[102] T. T. Nguyen et al., "A review of superconducting magnetic energy storage," Journal of Energy Storage, vol. 43, Art. no. 103682, 2021, doi: 10.1016/j.est.2021.103682.

[103] E. Borri, A. Tafone, G. Comodi, A. Romagnoli, and L. Cabeza, "Overview on the market and applications of liquid air energy storage technology," Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 148, Art. no. 111412, 2021, doi: 10.1016/j.rser.2021.111412.

[104] A. Valera-Medina et al., "Ammonia for power," Progress in Energy and Combustion Science, vol. 69, pp. 63–102, 2018, doi: 10.1016/j.pecs.2018.07.001.

[105] O. Schmidt, S. Melchior, A. Hawkes, and I. Staffell, "Projecting the Future Levelized Cost of Electricity Storage Technologies," Joule, vol. 3, no. 1, pp. 81–100, 2019, doi: 10.1016/j.joule.2018.12.008.

[106] Lazard, Lazard's Levelized Cost of Storage Analysis – Version 9.0. New York: Lazard, 2023. [En línea]. Disponible: https://www.lazard.com/research-insights/levelized-cost-of-energystorage-analysis.

[107] NREL, 2023 Annual Technology Baseline (ATB). Golden, CO: NREL, 2023. [En línea]. Disponible: https://atb.nrel.gov.

[108] International Energy Agency (IEA), Digitalisation and Energy System Integration. Paris, France: IEA, 2024. [En línea]. Disponible: https://www.iea.org.

[109] X. Fang, S. Misra, G. Xue and D. Yang, "Smart Grid—The New and Improved Power Grid: A Survey," IEEE Communications Surveys & Tutorials, vol. 14, no. 4, pp. 944–980, 2012, doi: 10.1109/SURV.2011.101911.00087.

[110] C. Voyant, G. Notton, S. Kalogirou, M.-L. Nivet, C. Paoli, F. Motte and A. Fouilloy, "Machine learning methods for solar radiation forecasting: A review," Renewable Energy, vol. 105, pp. 569–582, 2017, doi: 10.1016/j.renene.2016.12.095.

[111] T. Ahmad, D. Zhang and B. Yan, "A review on applications of ANN and machine learning techniques in energy storage systems," Journal of Energy Storage, vol. 38, Art. no. 102700, 2021, doi: 10.1016/j.est.2021.102700.

[112] J. Lago, F. De Ridder and B. De Schutter, "Forecasting day-ahead electricity prices: A review of state-of-the-art algorithms, best practices and an open-access benchmark," Applied Energy, vol. 293, Art. no. 116983, 2021, doi: 10.1016/j.apenergy.2021.116983.

[113] T. Zhang and G. Strbac, "Artificial Intelligence Applications for Energy Storage: A Comprehensive Review," Energies, vol. 18, no. 17, Art. no. 4718, 2025, doi: 10.3390/en18174718.

[114] C. Molnar, Interpretable Machine Learning, 2nd ed. Munich, Germany: Christoph Molnar, 2022. [En línea]. Disponible: https://christophm.github.io/interpretable-ml-book/.

[115] L. Breiman, "Random Forests," Machine Learning, vol. 45, no. 1, pp. 5–32, 2001, doi: 10.1023/A:1010933404324.

[116] T. Chen and C. Guestrin, "XGBoost: A Scalable Tree Boosting System," in Proceedings of the 22nd ACM SIGKDD International Conference on Knowledge Discovery and Data Mining (KDD '16), San Francisco, CA, USA, 2016, pp. 785–794, doi: 10.1145/2939672.2939785.

[117] S. Hochreiter and J. Schmidhuber, "Long Short-Term Memory," Neural Computation, vol. 9, no. 8, pp. 1735–1780, 1997, doi: 10.1162/neco.1997.9.8.1735.

[118] S. J. Taylor and B. Letham, "Forecasting at Scale," The American Statistician, vol. 72, no. 1, pp. 37–45, 2018, doi: 10.1080/00031305.2017.1380080.

[119] M. Glavic et al., "Reinforcement Learning for Electric Power System Decision and Control: Past Considerations and Perspectives," Annual Reviews in Control, vol. 55, Art. no. 100900, 2023, doi: 10.1016/j.arcontrol.2023.100900.

[120] Gobierno de España, "Real Decreto-ley 20/2022, de 27 de diciembre, de medidas de respuesta a las consecuencias económicas y sociales de la Guerra de Ucrania y de apoyo a la reconstrucción de la isla de La Palma y a otras situaciones de vulnerabilidad," Boletín Oficial del Estado, no. 311, 28-dic-2022. [En línea]. Disponible: https://www.boe.es/eli/es/rdl/2022/12/27/20.

[121] Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), Especificaciones de Detalle para la Conexión de Instalaciones de Almacenamiento al Sistema Eléctrico, dic. 2025. [En línea]. Disponible: https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2025-25253.

[122] Red Eléctrica de España (REE), "Serie de capacidad instalada de baterías electroquímicas," ESIOS. [En línea]. Disponible: https://www.esios.ree.es.

[123] Gobierno de España, "Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica," Boletín Oficial del Estado, no. 340, 30-dic-2020. [En línea]. Disponible: https://www.boe.es/eli/es/rd/2020/12/29/1183.

[124] OpenGridWorks, "Power Plants Map – Energy Infrastructure Intelligence Platform." [En línea]. Disponible: https://opengridworks.com/power-plants.

[125] SolarPower Europe, European Market Outlook for Battery Storage 2025–2029. Brussels, Belgium: SolarPower Europe, 2025. [En línea]. Disponible: https://www.solarpowereurope.org/insights/outlooks/european-market-outlook-for-battery-storage-2025-2029/detail.

[126] European Association for Storage of Energy (EASE), European Energy Storage Market Monitor 2025. Brussels, Belgium: EASE, 2025. [En línea]. Disponible: https://energystorageeurope.eu/publications/market-analyses/.

[127] European Commission, Energy Storage – Role in Energy System Integration. Brussels, Belgium: European Commission, 2024. [En línea]. Disponible: https://energy.ec.europa.eu/topics/eus-energy-system/energy-system-integration_en.

[128] National Energy System Operator (NESO), Battery Storage. [En línea]. Disponible: https://www.neso.energy/industry-information/balancing-services/battery-storage.

[129] ISEA RWTH Aachen University, Battery Charts – Large Scale Storage Dataset. Aachen, Germany: RWTH Aachen, 2026. [En línea]. Disponible: https://www.battery-charts.de.

[130] ANIE Federazione, Osservatorio Sistemi di Accumulo. [En línea]. Disponible: https://anie.it/osservatorio-sistemi-di-accumulo-8/.

[131] Terna S.p.A., Terna – Transmission System Operator. [En línea]. Disponible: https://www.terna.it/en.

[132] National Grid, Enhanced Frequency Response: Frequently Asked Questions, Version 5.0, mar. 2016. [En línea]. Disponible: https://www.nationalgrid.com/sites/default/files/documents/Enhanced%20Frequency%20Response%20FAQs%20v5.0_.pdf.

[133] Gobierno de España, PERTE de Energías Renovables, Hidrógeno Renovable y Almacenamiento (ERHA). [En línea]. Disponible: https://planderecuperacion.gob.es/como-acceder-a-los-fondos/pertes/perte-de-energias-renovables-hidrogeno-renovable-y-almacenamiento.

[134] Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), *Circular 1/2021, de 20 de enero, por la que se establece la metodología y condiciones del acceso y de la conexión a las redes de transporte y distribución de las instalaciones de producción de energía eléctrica*, Boletín Oficial del Estado, núm. 19, 22-ene-2021. [En línea]. Disponible: BOE-A-2021-904

[135] Araoz & Rueda, "Claves del Real Decreto Ley 7/2025: nueva regulación del sistema eléctrico español," 30-jun-2025. [En línea]. Disponible: https://www.araozyrueda.com/claves-real-decreto-ley-7-2025/.

[136] P. Sánchez Molina, "REE incluye desde hoy la capacidad para almacenamiento en la red de transporte en su informe mensual," pv magazine España, 2-dic-2024. [En línea]. Disponible: https://www.pv-magazine.es/2024/12/02/ree-incluye-desde-hoy-la-capacidad-para-almacenamiento-en-la-red-de-transporte-en-su-informe-mensual/.

[137] Red Eléctrica de España (REE), "Red Eléctrica publica las capacidades de acceso de la demanda a la red de transporte," Sala de prensa, 20-feb-2026. [En línea]. Disponible: https://www.ree.es/es/sala-de-prensa/actualidad/nota-de-prensa/2026/02/red-electrica-publica-las-capacidades-de-acceso-de-la-demanda-a-la-red-de-transporte.

[138] Review Energy, "La CNMC abre consulta pública sobre el acceso flexible de la demanda a la red eléctrica," 23-feb-2026. [En línea]. Disponible: https://www.review-energy.com/otras-fuentes/la-cnmc-abre-consulta-publica-sobre-el-acceso-flexible-de-la-demanda-a-la-red-electrica.

[139] Red Eléctrica de España (REE), "Conoce el estado de las solicitudes," Acceso y conexión. [En línea]. Disponible: https://www.ree.es/es/clientes/consumidor/acceso-conexion/conoce-el-

estado-de-las-solicitudes. Serie de capturas obtenida vía Internet Archive Wayback Machine, dic. 2024–abr. 2026.

[140] Red Eléctrica de España (REE), "Conoce la capacidad de acceso," Acceso y conexión / Generador. [En línea]. Disponible: https://www.ree.es/es/clientes/generador/acceso-conexion/conoce-la-capacidad-de-acceso.

[141] Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), Resolución de 27 de junio de 2024, por la que se establecen las especificaciones de detalle para la determinación de la capacidad de acceso de generación a la red de transporte y a las redes de distribución, Boletín Oficial del Estado, BOE-A-2024-13823, 5-jul-2024. [En línea]. Disponible: https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2024-13823.

[142] M. Baumann et al., "Exploratory Multicriteria Decision Analysis of Utility-Scale Battery Storage Technologies for Multiple Grid Services Based on Life-Cycle Approaches," Energy Technology, vol. 8, no. 6, 2020, doi: 10.1002/ente.201901019.

[143] T. S. Ferguson, "A Bayesian analysis of some nonparametric problems," The Annals of Statistics, vol. 1, no. 2, pp. 209–230, 1973, doi: 10.1214/aos/1176342360.

[144] Ofgem, "Ofgem outlines transformational framework for local electricity networks to deliver clean power and support growth,"30-abr-2025. [En línea]. Disponible: https://www.ofgem.gov.uk/press-release/ofgem-outlines-transformational-framework-local-electricity-networks-deliver-clean-power-and-support-growth

[145] "La primera subasta de almacenamiento en Italia adjudica 10 GWh a un precio medio de 12.959 €/MWh al año," pv magazine España, 6-oct-2025. [En línea]. Disponible: https://www.pv-magazine.es/2025/10/06/la-primera-subasta-de-almacenamiento-en-italia-adjudica-10-gwh-a-un-precio-medio-de-12-959-e-mwh-al-ano/

[146] International Energy Agency (IEA), Electricity 2026. Paris, France: IEA, 2026. [En línea]. Disponible: https://www.iea.org/reports/electricity-2026

ANEXO 1. Parámetros y resultados de la simulación Monte Carlo

El objetivo de la simulación de Monte Carlo desarrollada consiste en cuantificar la incertidumbre ligada al despliegue del almacenamiento energético en España hasta 2030, proporcionando distribuciones de probabilidad de capacidad instalada para las principales tecnologías de almacenamiento.

Se ejecutaron 100.000 iteraciones, cada una de las cuales obtiene aleatoriamente valores de las distribuciones definidas para las variables de entrada y calcula la capacidad instalada resultante en 2030 para BESS standalone, BESS hibrido, bombeo reversible y almacenamiento total.

El modelo combina los resultados del análisis de red, que establecen el techo técnico para proyectos BESS standalone en cada escenario, y un escenario probabilístico que modela la incertidumbre sobre la tasa de materialización de proyectos con permisos concedidos y sobre la componente de hibridación BESS.

Cada iteración del modelo calcula secuencialmente las siguientes magnitudes:

BESS standalone nuevo (MW)

La compatibilidad standalone (C_SA) se extrae de la distribución triangular definida a partir de los escenarios A, B y C. La tasa de materialización (τ_SA) se extrae de su propia distribución triangular. El BESS standalone nuevo materializado en el periodo 2026-2030 es:

$$BESS_{standalone_{nuevo}} = C_{SA}\ x\ \tau_{SA}$$

BESS hibrido nuevo (MW)

El pipeline hibrido (P_H) y su tasa de materialización (τ_H) se extraen de sus respectivas distribuciones, independientes de las del standalone:

$$BESS_{híbrido_{nuevo}} = P_H\ x\ \tau_H$$

BESS total 2030 (MW)

Se suma la base instalada actual (193 MW) a las dos componentes nuevas:

$$BESS_{2030} = 193 + BESS_{standalone_nuevo} + BESS_{híbrido_nuevo}$$

Bombeo reversible 2030 (MW)

La nueva capacidad de bombeo (B_add) se extrae de la distribución triangular basada en el pipeline (5.100 MW identificados). Se suma a la base existente (6.018 MW):

$$Bombeo_{2030} = 6.018 + B_{add}$$

Almacenamiento total 2030 (MW)

La termosolar se trata como constante (1.981 MW) dado el reducido pipeline CP registrado y la baja incertidumbre asociada:

$$Total_{2030=} BESS_{2030} + Bombeo_{2030} + Termosolar_{2030}$$

En cada iteración se evalúan dos condiciones booleanas de cumplimiento del PNIEC 2023-2030: alcanza_pniec_bess si BESS_2030 >= 9.400 MW, y alcanza_pniec_total si Total_2030 >= 22.500 MW. La probabilidad de cumplimiento se obtiene como la frecuencia relativa de iteraciones en las que se cumple cada condición.

La siguiente tabla resume los estadísticos principales obtenidos de las iteraciones. Los percentiles P10 y P90 definen el intervalo de confianza del 80 % para cada variable de salida.

VARIABLE DE SALIDA	P10 (MW)	P50 (MW)	P90 (MW)	MEDIA (MW)	PROB. CUMPLIMIENTO OBJETIVO PNIEC
BESS 2030 (MW)	8.252	10.354	13.144	10.552	70,4 % (vs. objetivo PNIEC BESS: 9.400 MW)
BOMBEO REVERSIBLE 2030 (MW)	7.865	8.572	9.272	8.570	— (objetivo PNIEC: 9.500 MW)
ALMACENAMIENTO TOTAL 2030 (MW)	18.703	20.930	23.780	21.103	23,2 % (vs. objetivo PNIEC total: 22.500 MW)

La siguiente tabla muestra 10 iteraciones seleccionadas aleatoriamente (random_state=42) de las totales simuladas. Se incluye con fines ilustrativos para mostrar la variabilidad típica de las entradas muestreadas y los resultados individuales. La muestra no es representativa estadísticamente del conjunto completo.

Iter.	Compat. SA (MW)	Tasa SA	Pipeline Hib. (MW)	Tasa Hib.	Bombeo add. (MW)	BESS 2030 (MW)	Bombeo 2030 (MW)	Total 2030 (MW)	PNIEC
75.721	10.445,9	0,50	6.442,7	0,60	2.867,1	9.270,0	8.885,1	20.136,0	No
80.184	9.065,0	0,48	4.971,1	0,58	1.700,3	7.619,4	7.718,3	17.318,7	No
19.864	14.936,3	0,67	7.525,5	0,51	2.962,1	13.901,2	8.980,1	24.862,3	Si
76.699	15.366,1	0,51	6.043,1	0,58	2.467,3	12.049,4	8.485,3	22.515,6	Si
92.991	10.700,2	0,62	5.270,9	0,54	2.153,3	8.584,6	8.171,3	18.737,0	No
76.434	10.707,9	0,44	7.603,6	0,53	2.345,3	8.953,4	8.363,3	19.297,7	No
84.004	13.678,5	0,63	7.168,6	0,54	2.643,0	11.726,4	8.661,0	22.368,5	No
80.917	14.554,7	0,49	7.116,4	0,55	2.056,7	11.570,6	8.074,7	21.626,3	No
60.767	15.401,1	0,61	6.116,3	0,68	2.050,6	13.304,9	8.068,6	23.354,4	Si
50.074	10.079,6	0,56	6.466,3	0,53	2.829,6	9.113,6	8.847,6	19.942,2	No