

El rol de las tecnologías de almacenamiento para la integración de las energías renovables y provisión de servicios al sistema eléctrico. Claves del caso español en 2030

José Pablo Chaves, Sébastien Huclin y Andrés Ramos

Instituto de Investigación Tecnológica (IIT), ETS ICAI,
Universidad Pontificia Comillas

1. Introducción

La transición energética conlleva una integración masiva de fuentes de energía renovable variables (VRES, por sus siglas en inglés). Las VRES no tienen una generación programable para cuando más el sistema eléctrico las necesita y, por lo tanto, introducen una serie de inflexibilidades, generando períodos de excedente o déficit de energía en relación con la demanda de electricidad. Esta variabilidad no programable plantea desafíos significativos, principalmente debido a la naturaleza instantánea de la generación eléctrica y a la variabilidad e incertidumbre inherentes a las VRES, principalmente y en gran proporción en las tecnologías con mayor desarrollo en la actualidad como son las energías eólica y solar fotovoltaica, lo que dificulta la tarea de equilibrar continuamente la generación de VRES con la demanda.

El sistema eléctrico requiere fuentes de flexibilidad, tanto tecnológicas como mecanismos de mercado para dar respuesta a los desafíos de la transición energética. En este contexto, la flexibilidad se refiere a la capacidad de un sistema eléctrico para ajustar rápidamente la generación o el consumo en respuesta a la variabilidad en la generación o la demanda. Por tanto, la flexibilidad es fundamental para mantener y garantizar un sistema eléctrico fiable.

Abordar los desafíos de flexibilidad requiere una variedad de soluciones tecnológicas. En este sentido, los Sistemas de Almacenamiento de Energía (ESS, por sus siglas en inglés), como las baterías y la hidroeléctrica de bombeo (PSH, por sus siglas en inglés), son tecnologías clave. Al almacenar el exceso de energía durante períodos de alta producción de VRES y liberarla cuando la demanda supera la generación de estas fuentes, los ESS desempeñan un papel vital en equilibrar la inflexibilidad de las VRES. Además de los ESS, las mejoras en los sistemas eléctricos, como los programas de respuesta a la demanda (véase el artículo de Robinson en este número) y el aumento de las capacidades de interconexión, mejoran la flexibilidad global de los sistemas eléctricos.

Asimismo, la integración de las VRES exige adaptaciones de los marcos regulatorios. Las estructuras regulatorias tradicionales, diseñadas para tecnologías basados en combustibles fósiles, a menudo carecen de los incentivos necesarios para acomodar las características únicas y los requisitos de las VRES y las soluciones de flexibilidad emergentes. Durante los últimos 25 años, se han realizado revisiones regulatorias significativas, particularmente en países como España, para integrar mejor las VRES en el sistema eléctrico. Sin embargo, se requieren reformas continuas para desplegar completamente las soluciones de flexibilidad, integrar aún más las VRES e incentivar tecnologías que proporcionen la flexibilidad necesaria para una operación eficiente y confiable del sistema eléctrico.

El sistema eléctrico español presenta un caso de estudio relevante en este contexto. Para 2030, el país aspira a generar según el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) actualizado en 2024 el 81 % de su electricidad a partir de fuentes de generación renovables, mayoritariamente de VRES, como parte de ambiciosos objetivos de reducción de gases de efecto invernadero. Para alcanzar esta meta, el sistema eléctrico español dependerá de una combinación de tecnologías de almacenamiento de energía, como baterías y almacenamiento hidroeléctrico, para satisfacer los requisitos de flexibilidad en los distintos horizontes temporales. Estos objetivos están alineados con las directivas de la Unión Europea y los objetivos del Acuerdo de París. Sin embargo, esta alta penetración de VRES en la matriz energética de España introduce desafíos significativos para la flexibilidad y la fiabilidad del sistema eléctrico.

A continuación, la sección 2 presenta la evolución esperada del mix de generación del sistema eléctrico español en los últimos años y el esperado en el horizonte 2030. Posteriormente, la sección 3 señala la importancia de servicios complementarios para garantizar la operación flexible y fiable del sistema eléctrico, así como la interrelación que existe entre estos servicios. Además, en la sección 4 se cuantifican las necesidades de flexibilidad que presentará el sistema eléctrico español en 2030, mientras que la sección 5 muestra la contribución y competencia que existe entre las distintas tecnologías de almacenamiento para satisfacer las necesidades de flexibilidad y fiabilidad del sistema eléctrico. Finalmente, la sección 6 presenta las principales conclusiones.

2. Evolución del mix de generación de España en 2030

La evolución de la capacidad instalada de generación eléctrica en la década 2020-2030 presenta cambios significativos como se aprecian en la Tabla 1. Esta evolución tiene como elemento más significativo el incremento de la generación eólica y solar fotovoltaica, mostrando esta última un crecimiento con un comportamiento exponencial. Además, es significativo como el carbón se elimina gradualmente del mix de generación, desapareciendo en 2030, salvo su permanencia de reserva para períodos donde sería crítico para la seguridad del sistema. Por otro lado, para 2030, se espera que el parque de centrales nucleares se reduzca en 4 unidades, mientras que la capacidad de almacenamiento total se triplicaría.

Tabla 1. Evolución de la potencia bruta instalada de energía eléctrica

Años	2019	2020	2025	2030
Eólica	25.583	26.754	36.149	62.054
Solar fotovoltaica	8.306	11.004	46.501	76.277
Solar termoeléctrica	2.300	2.300	2.304	4.804
Hidroeléctrica	14.006	14.011	14.261	14.511
Biogás	203	210	240	440
Otras renovables	0	0	25	80
Biomasa	413	609	1.009	1.409
Carbón	10.159	10.159	0	0
Ciclo combinado	26.612	26.612	26.612	26.612
Cogeneración	5.446	5.276	4.068	3.784
Fuel y Gas (Territorios no peninsulares)	3.660	3.660	2.847	1.830
Residuos y otros	600	609	470	342
Nuclear	7.399	7.399	7.399	3.181
Almacenamiento	6.413	6.413	9.289	18.913
Total	111.100	115.015	151.173	214.236

Fuente: PNIEC 2024.

Siguiendo la tendencia de la capacidad instalada, la generación eléctrica en España está cambiando significativamente. La Tabla 2 muestra el cambio esperado de la generación eléctrica por tipo de fuente. La tecnología que incrementa su peso de manera más significativa es la generación solar fotovoltaica que pasaría de representar un 4 % en 2019 al 36 % en 2030. Como puede apreciarse en la Figura 1, ya en 2024 la solar fotovoltaica representó el 17 % de la generación total, siendo un cambio muy relevante respecto a 2020 cuando era solo del 6 %. La segunda tecnología en importancia e incremento de participación es la eólica, que en 2030 se espera que represente el 34 % de la generación total. La generación proveniente de

fuentes de almacenamiento se espera también que se incremente al 6 % de la generación total, respecto al 2 % del 2024 (ver Figura 1). En conjunto, la generación renovable en 2030 se espera que represente un 81 % del total. Este incremento de la generación renovable compensa una drástica reducción de la generación con gas natural con ciclos combinados, que se reduciría en más del 50 % respecto a los valores del 2020, además de la reducción por completo del carbón y la reducción de nuclear que pasaría de representar un 20 % en 2024 (Figura 1) al 8 % de la generación total en 2030.

A pesar de que las proyecciones de la demanda son muy optimistas, incluyendo la producción de hidrógeno verde por electrólisis, o que puedan darse cambios en las políticas respecto algunas tecnologías como la nuclear, el desarrollo de las renovables se esperaría que siga la senda marcada por el PNIEC y con ello las necesidades de almacenamiento, como se verá más en detalle a continuación.

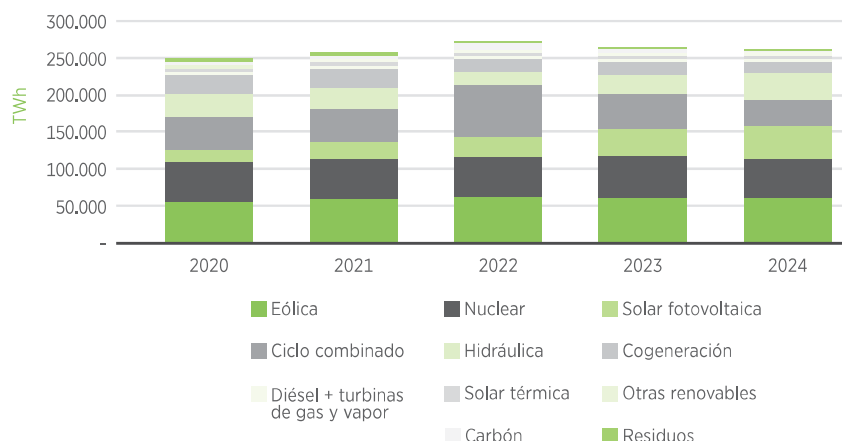
Tabla 2. Evolución esperada de la generación eléctrica en el escenario PNIEC 2023-2030

Fuente de energía	2019	2020	2025	2030
Eólica(terrestre y marina)	55.647	56.444	74.721	130.102
Solar fotovoltaica	9.420	15.675	83.228	138.307
Solar termoeléctrica	5.683	4.992	5.553	11.945
Hidroeléctrica	24.646	30.507	31.518	28.764
Almacenamiento	2.228	3.491	14.280	25.099
Biogás	699	699	1.289	2.640
Geotermia	-	-	94	188
Energías del mar	20	27	27	142
Carbón	14.003	5.775	-	-
Ciclo combinado	57.614	45.916	14.446	20.153
Cogeneración carbón	243	221	-	-
Cogeneración gas	29.025	27.177	15.739	13.475
Cogeneración productos petrolíferos	3.108	2.481	1.534	849
Otros	988	1.152	1.816	1.608
Fuel/Gas	5.941	4.374	6.775	3.975
Cogeneración renovable	1.094	1.091	1.920	1.881
Biomasa	3.009	3.646	4.266	8.029
Cogeneración con residuos	192	140	122	84
Residuos sólidos urbanos	1.348	1.266	-	-
Nuclear	58.349	58.299	56.237	35.172
Total	273.257	263.373	313.565	422.413

Fuente: PNIEC 2023-2030.

Figura 1.
Generación eléctrica
por tipo de fuente
(2020-2024)

Fuente: Red Eléctrica
de España.



3. Servicios complementarios necesarios para la operación fiable y flexible del sistema eléctrico con alta penetración de VRES

La evaluación de las tecnologías de almacenamiento requiere considerar distintas escalas de tiempo donde se tome en cuenta la variabilidad a largo plazo de las VRES (de meses e incluso años) con una representación temporal necesaria para gestionar cambios de corto plazo de la generación y la demanda y así poder dimensionar cada día las reservas de operación para hacer frente a cambios repentinos en el equilibrio del sistema de segundos hasta horas. Esta complejidad requiere de un modelado que considere un horizonte de al menos de medio plazo que se desarrolló en Huclin (2024). Un primer aspecto que hay que garantizar es el equilibrio de energía horario, el cual, en la configuración actual de un esquema de mercado se intercambia en los mercados diarios o intradiarios de energía (ver el artículo de Mastropietro en este número), de forma horaria o cuarto-horaria.

Sin embargo, para garantizar la operación fiable y segura del sistema eléctrico además de la energía, se necesitan servicios adicionales o complementarios que el operador del sistema cuantifica, utiliza y remunera a las tecnologías que los proveen, siguiendo las regulaciones nacionales e europeas. Estos servicios, comúnmente llamados servicios complementarios incluyen (aunque la lista no es exhaustiva) la firmeza o potencia firme, las reservas de operación y servicios de rampas, como se definen a continuación.

3.1. Firmeza

La suficiencia del sistema eléctrico tiene implicaciones desde un horizonte de largo plazo que incluyen las inversiones en tecnologías de generación y almacenamiento, al mediano plazo, garantizando que el sistema cuente con los recursos de generación necesarios para satisfa-

cer la demanda esperada bajo diversas condiciones operativas. Las evaluaciones de firmeza consideran la previsibilidad de los patrones de demanda y generación, incluyendo variaciones estacionales y cambios previstos en el mix de generación. Un período lo suficientemente amplio, de al menos un año, es crucial para evaluar los roles operativos de los ESS en su capacidad para cubrir la demanda, especialmente durante períodos de baja producción de VRES.

El valor de capacidad, también conocido como crédito de capacidad, capacidad firme o suministro firme, es un indicador de la contribución de una tecnología para generar energía en períodos de escasez y así contribuir al mantenimiento de los estándares de fiabilidad de un sistema eléctrico. Este indicador, de manera simplificada, cuantifica la capacidad de las unidades de generación, almacenamiento o demanda flexible para respaldar la fiabilidad del sistema, especialmente durante los períodos de máxima demanda, asignándoles un coeficiente que refleja su disponibilidad. Existen distintas metodologías para desarrollar su cuantificación y aplicación de detalle en un determinado sistema eléctrico, como se detalla en Huclin (2024).

3.2. Reservas de operación

En la operación diaria del sistema eléctrico, una responsabilidad clave del operador del sistema es garantizar la seguridad y suficiencia del suministro eléctrico, tarea que se apoya en varios mecanismos, especialmente los servicios de balance. Estos servicios son fundamentales para mantener la estabilidad de frecuencia y gestionar el equilibrio de generación y demanda del sistema eléctrico.

Dentro de los servicios de balance, existen varios productos con distintos tiempos de respuesta que van desde los segundos hasta horas. Los productos para dar estos servicios están siendo armonizados a nivel europeo (Huclin *et al.*, 2023). Su función principal es ajustar las inyecciones de energía (reserva a subir) o las retiradas de energía (reservas a bajar), corrigiendo diferencias entre la generación de VRES y las variaciones de demanda, así como para que el sistema eléctrico sea capaz de enfrentar eventos inesperados como fallas o cortes en los activos de generación, almacenamiento, demanda o la red.

Estos servicios a su vez se dividen en dos productos principales: disponibilidad y activación. La disponibilidad se refiere a la capacidad ofrecida para entregar estos servicios, medida en megavatios (MW), mientras que activación se refiere a la energía realmente entregada o absorbida, siguiendo especificaciones técnicas, medida en megavatios-hora (MWh).

3.3. Rampas

En sistemas con alta penetración de VRES, los servicios de rampa son clave para afrontar los cambios de la demanda neta (demanda eléctrica menos las aportaciones de VRES). Estas variaciones ocurren entre períodos temporales cortos, siendo necesario ajustar y reducir las aportaciones de otras tecnologías programables o despachables. En algunos sistemas

eléctricos como el californiano, se han analizado e implementado estos servicios, así como la remuneración de los mismos para las tecnologías que los aportan, y así hacer frente a cambios repentinos de la demanda neta. Además, estos servicios ayudan a resolver el problema del «dinero faltante» de los mercados de energía para incentivar tecnologías flexibles que puedan proveer respuesta muy rápida, incentivando la flexibilidad y manteniendo la fiabilidad del sistema frente a precios de mercado bajos en períodos con alta presencia de VRES.

4. Cuantificación de las necesidades de los servicios complementarios para el sistema español en el horizonte 2030

Los Sistemas de Almacenamiento de Energía (ESS) compiten entre ellos y con otras tecnologías flexibles para proveer al sistema de los servicios necesarios para una operación fiable y segura. Para analizar su competencia y aporte es necesario un análisis detallado para todas las horas del año, siguiendo la secuencia cronológica de eventos de demanda y generación de VRES, y así capturar las oscilaciones intradiarias, diarias y estaciones de la generación VRES y la demanda. Este enfoque es esencial en un análisis de mediano plazo donde se considera la disponibilidad y variabilidad hidráulica, tecnología que es clave para proveer de flexibilidad al sistema eléctrico español.

Para modelar las operaciones complejas del sistema eléctrico, se emplean modelos de optimización lineal debido a su alta eficiencia en algoritmos, lo que permite identificar soluciones óptimas de manera fiable. En este contexto, el modelo SEED (Despacho Económico de Electricidad de España, por sus siglas en inglés), desarrollado en el Instituto de Investigación Tecnológica de la Universidad Pontificia Comillas (Huclin, 2024), actúa como una herramienta de planificación operativa de mediano plazo, la cual puede ser aplicada a distintos casos de estudio y análisis de sensibilidad, proyectando el funcionamiento de los sistemas eléctricos en escenarios futuros como el año 2030, año en el que se enmarca el PNIEC.

El modelo SEED reproduce de manera detallada la operación centralizada de un sistema eléctrico desde la perspectiva del operador del sistema, proporcionando datos horarios durante un año completo (8.760 horas). Este modelo considera la demanda horaria y los servicios de balance, como capacidad y energía de balance, representando reservas de operación a través de una aproximación horaria adecuada para el mediano plazo. Además, distingue entre la disponibilidad de potencia de una unidad (MW) y la energía realmente entregada (MWh), utilizando metodologías determinísticas basadas en coeficientes de activación derivados de datos históricos. SEED también gestiona distintos ESS y cuantifica la contribución de cada tecnología en la provisión de reservas operativas, rampas y generación energética, respetando la secuencia cronológica de los datos. Como modelo hidrotérmico, SEED categoriza las plantas hidroeléctricas según sus tecnologías, incluyendo almacenamiento hidroeléctrico con embalses (UGH, unidades de gestión hidráulicas), bombeos puros (*closed-loop*, CLPSH por sus siglas en inglés), bombeos mixtos (*open-loop*, OLPSH por sus siglas en inglés) y centrales de agua fluyente con muy poca capacidad de almacenamiento.

El modelo SEED diferencia entre los ESS según la eficiencia de sus depósitos de energía, su capacidad instalada y los límites máximos y mínimos de almacenamiento. Considerando todos estos parámetros, junto con la relación entre la potencia instalada y la capacidad máxima de los embalses, se optimiza la operación de cada ESS, incluyendo generación, almacenamiento, bombeo o vertido de agua. Además, incorpora la provisión de reservas operativas a subir y bajar de forma horaria, permitiendo la participación en estas reservas a tecnologías despachables como plantas térmicas, ESS y almacenamiento hidroeléctrico.

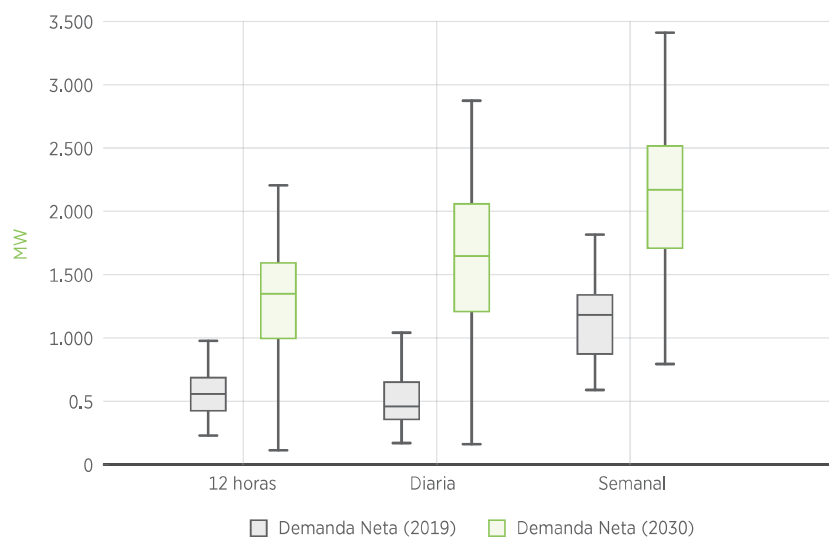
SEED también regula la operación de CLPSH y baterías distinguiendo entre almacenamiento diario y semanal. Los ESS diarios, por lo general, se cargan en horas de menor demanda y descargan en horas pico, con una capacidad máxima de descarga de 6 horas, mientras que los ESS semanales, por lo general, se cargan los fines de semana y descargan durante los picos de demanda entre semana. Las unidades hidroeléctricas UGH y OLPSH se consideran almacenamientos estacionales, con el objetivo de alcanzar un nivel específico de almacenamiento al final del año. Estas restricciones sirven como marco para la operación potencial de los ESS, pero no como restricciones estrictas, permitiendo que el modelo determine de manera autónoma la operación óptima dentro de los límites físicos y técnicos de cada ESS.

Un sistema eléctrico con alta penetración de energías renovables presenta necesidades de almacenamiento en distintos periodos. La Figura 2 muestra la demanda neta esperada para el sistema eléctrico español en los años 2019 y 2030 en diferentes intervalos de tiempo: intradiario, diario y semanal. Como se puede apreciar, en 2030, la demanda neta se espera que se incremente significativamente (la demanda menos VRES es mayor, por el incremento de demanda, así como por una mayor generación VRES), además es más volátil, especialmente en los intervalos diarios y semanales. La energía solar fotovoltaica contribuye de manera más significativa a la variabilidad y necesidades de flexibilidad intradiarias, mientras de energía eólica tiene una contribución más homogénea en los distintos periodos.

Este aumento y variabilidad de la demanda neta refleja los desafíos que enfrentará el sistema eléctrico para satisfacer la demanda en diferentes intervalos de tiempo, debido a un mayor consumo eléctrico, mayor integración de VRES y fluctuaciones esperadas de la generación y la demanda.

Figura 2.
Comparación de la
demanda neta en el
sistema español
(2019 y 2030)

Fuente: Huclin et al., 2023.



5. Contribución de tecnologías de almacenamiento al sistema eléctrico español en el horizonte 2030

Como se mencionó anteriormente, las tecnologías de almacenamientos tienen distintas características técnicas como su rendimiento, capacidad de almacenamiento, los ciclos de cargas y descarga de energía, entre otros. Por ejemplo, las baterías tienen una eficiencia mayor pero una capacidad de almacenamiento más reducida que las instalaciones de bombeo o embalses hidráulicos. También existen diferencias entre las centrales de bombeos donde se suele diferenciar entre bombeo puro, o bombeo mixto con aportaciones hidráulicas, para las cuales sus características técnicas varían dependiendo de la instalación. Para cumplir con las políticas y compromisos europeos, las nuevas instalaciones PCI (proyectos de interés común, por sus siglas en inglés) son instalaciones de bombeo que reciben financiación europea para su desarrollo y se espera que entren en operación antes de 2030. A pesar de que la Tabla 3 muestra la capacidad instalada esperada en la versión del PNIEC de 2021, las características técnicas de los almacenamientos permiten diferenciar las fortalezas de unas instalaciones frente a otras. Como se puede observar, las instalaciones de bombeo nuevas, como los PCI, tienen una mayor eficiencia que las unidades existentes, pero una capacidad de almacenamiento menor.

Tabla 3. Capacidad instalada en 2030 y características de las tecnologías

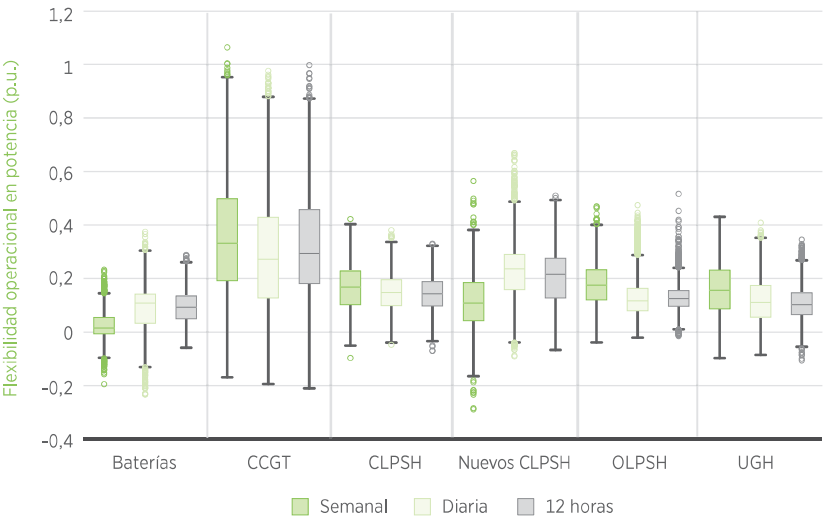
Tecnologías	Capacidad instalada (MW)	Capacidad instalada de bombeo (MW)	Capacidad de almacenamiento (GWh)	Descarga de ciclo	Eficiencia del ciclo de carga (%)	Costo variable (€/MWh)	Tasa de emisión (tCO ₂ /MWh)	Costo variable de OM (€/MWh)
Nuclear	3.050					23	0	2
CCGT	24.560					40	0,33	2
Cogeneración	3.950					0,575		
Solar PV	38.404					0	0	
Solar térmica	7.390					0	0	0,46
Eólica terrestre	45.550					0	0	
Embalse hidroeléctrico	7.500		9.780	Estacional		0	0	
Hidráulica	20	27	27					
Fluyente	1.303			Estacional		0	0	
OLPSH	7.750	2.114	6.208	Semanal/ Diaria	0,75	0	0	
CLPSH existente	3.465	3.552	120	Diaria	0,75	0	0	
PCI I	235	235	1,5	Semanal	0,79	0	0	
PCI II	3.400	3.400	27,2	Diaria	0,8	0	0	
PCI III	552	548	3,67	Diaria	0,8	0	0	
Baterías	2.500	2.500	10	Diaria	0,9	0	0	
Otras VRES	1.730					0	0	

Fuente: Huclin (2024).

Utilizando el modelo SEED Huclin (2024) se puede evaluar las contribuciones de cada tecnología a las necesidades de flexibilidad del sistema eléctrico (ver Figura 3). Las tecnologías de almacenamiento (baterías y CLPSH) tienen un papel clave en la flexibilidad operativa en intervalos cortos (diario y 12 horas). Por su parte, las plantas de ciclo combinado (CCGT) ofrecen una alta flexibilidad, especialmente en intervalos más largos, como el semanal. La flexibilidad de tecnologías hidroeléctricas varía según el diseño del sistema (puro o mixto, según la capacidad de almacenamiento), con CLPSH mostrando mayor versatilidad. Por tanto, la contribución a las necesidades de flexibilidad varía significativamente entre las tecnologías y los intervalos, siendo relevante una combinación adecuada para cubrir todas las necesidades de flexibilidad del sistema.

Figura 3.
Contribución por tecnologías a las necesidades de flexibilidad

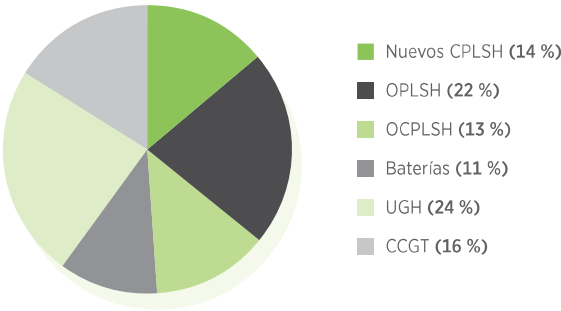
Fuente: Huclin et al., 2023.



La Figura 4 presenta las contribuciones a las reservas de operación durante la simulación horaria del 2030. Todas las tecnologías contribuyen a proveer reservas de operación, siendo las centrales hidráulicas de embalse (unidades de gestión hidráulicas, UGH) las que más contribuyen.

Figura 4.
Contribuciones a las reservas de operación de cada tecnología para el escenario base 2030

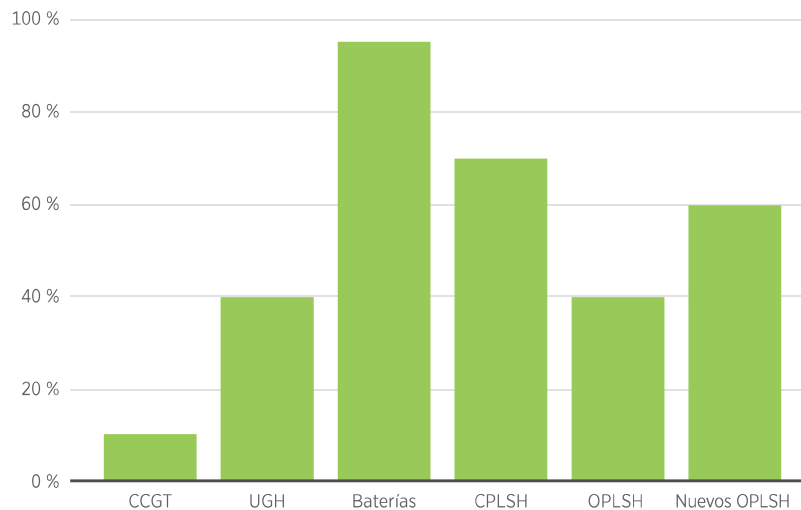
Fuente: Huclin et al., 2023.



A pesar de que todas las tecnologías de almacenamiento contribuyen de manera significativa a las reservas de operación cuando se compara con la energía generada (ver Figura 5), las baterías es la tecnología que más contribuye a proveer reservas respecto a la energía total generada. Esto se debe al mayor rendimiento que tienen las baterías y la menor capacidad de almacenamiento, seguidamente por las unidades de bombeo puro (CLPSH).

Figura 5.
Porcentaje de energía de
reservas de operación
respecto a la energía total
generada

Fuente: Huclin *et al.*, 2023.

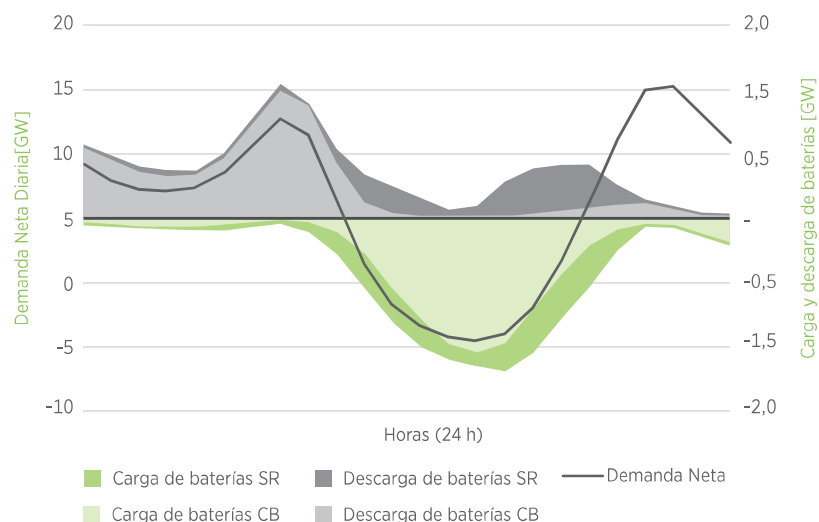


Como se comentó anteriormente, la operación del sistema eléctrico con alta penetración de VRES incrementa las necesidades de rampas del sistema, debido a cambios repentinos de la generación como por ejemplo en horas del amanecer y atardecer cuando la generación solar fotovoltaica cambia significativamente. La Figura 6 ilustra este efecto, donde la demanda neta (en negro) se ve afectada por las horas de generación solar fotovoltaica, incentivando la carga de baterías (área en amarillo) para que luego la energía se pueda verter a la red (área azul) y sea aprovechada en horas de menor disponibilidad de VRES. Como se puede observar, los cambios ocasionados por la generación solar fotovoltaica crean necesidades de cambios abruptos en la demanda neta que debe ser compensadas por otras tecnologías, como puede ser las baterías u otras instalaciones de almacenamiento.

Para evaluar el impacto de introducir el efecto del servicio de rampas se ha simulado el sistema eléctrico con (escenario SR) y sin (escenario CB) el servicio de rampas (Huclin *et al.*, 2023).

Figura 6.
Comparación del
despacho diario
promedio de baterías

Fuente: Huclin *et al.*, 2023.



Las necesidades de rampas son provistas por varias tecnologías como se muestra en la Tabla 4. Los embalses hidroeléctricos destacan como el principal contribuyente tanto a los servicios de rampa a aumentar (subir) que se podría dar por una mayor inyección de energía o reducción del consumo como a disminuir inyección o aumentar consumo (bajar), mientras que las baterías y el OLPSH también desempeñan roles significativos.

Tabla 4. Cobertura de las necesidades de rampa por tecnología

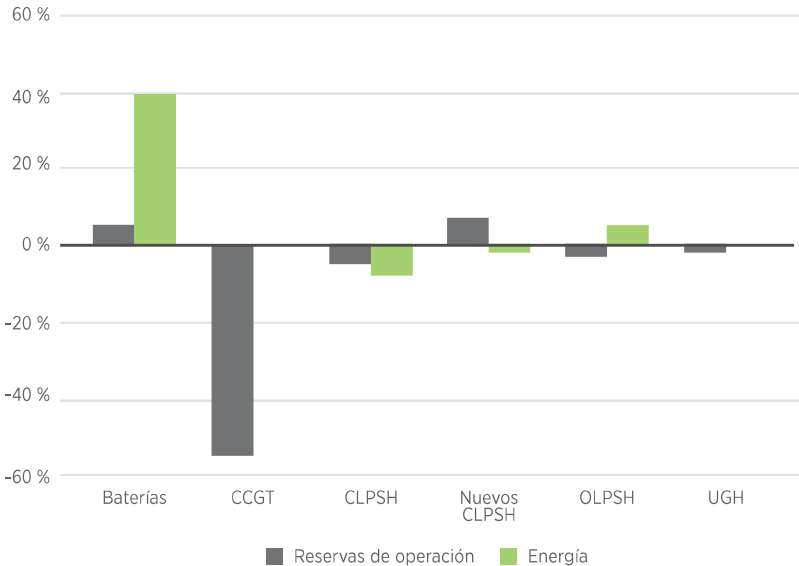
	CCGT	OLPSH	UGH	CLPSH	Nuevos CLPSH	Baterías
Rampa a subir	0,0 %	10,6 %	69,5 %	0,0 %	0,2 %	19,6 %
Rampa a bajar	0,0 %	9,6 %	69,2 %	0,0 %	0,2 %	21,0 %

Fuente: Huclin et al., 2023.

Introducir el servicio de rampas cambia la contribución de las tecnologías a otros servicios, como energía o reservas de operación (ver Figura 7). La introducción de los servicios de rampa tendería a favorecer a los ESS con mayores eficiencias incrementando su contribución a las reservas de operación y la energía vertida. Por otro lado, los ciclos combinados verían reducida su contribución a las reservas de operación con la introducción de los servicios de rampas.

Figura 7. Contribuciones diferenciales de las tecnologías despachables

Fuente: Huclin et al., 2024.



Al introducir servicios de rampas se crearía una nueva fuente de ingresos para las tecnologías que contribuyen a proveer servicios de rampas, lo que contribuye a la recuperación de los costes de estas tecnologías. Incluir servicios de rampas incrementa principalmente la retribución de las baterías (Figura 8), mientras que tiene cierto efecto en los ingresos para

los embalses hidráulicos y los bombeos puros. Para el resto de tecnologías que prestan el servicio, los efectos son despreciables.

Figura 8. (a)
Ingresos por capacidad
de las tecnologías
despachables por
servicios del sistema
mayorista

Fuente: Huclin et al., 2024.

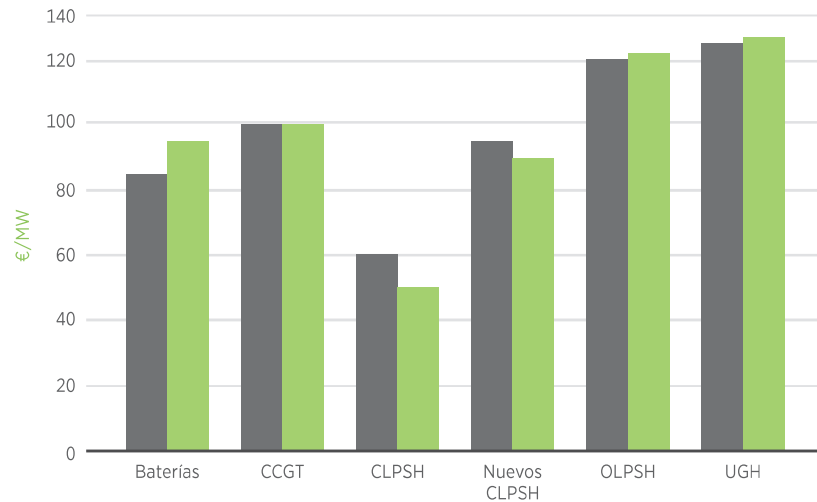
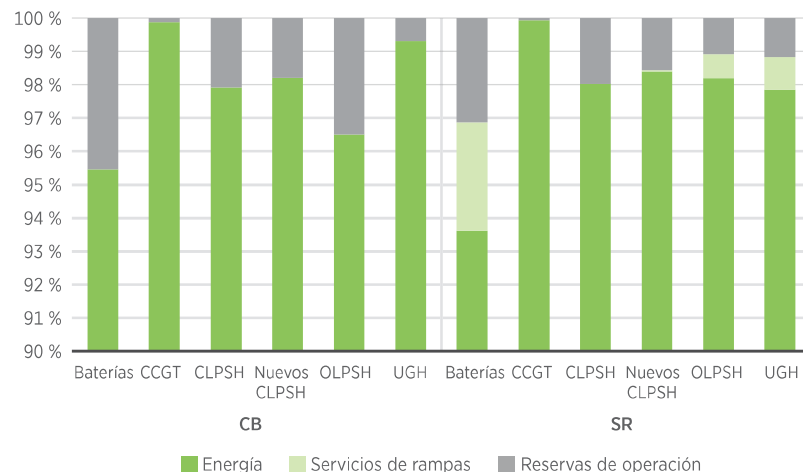


Figura 8 (b).
Distribución de los
ingresos por tipo de
servicio

Fuente: Huclin et al., 2024.



Finalmente, adicionalmente a los servicios comentados anteriormente, la capacidad firme es necesaria para garantizar que existe generación suficiente para responder a periodos de escasez. Estos periodos de escasez se pueden aproximar con horas críticas con una mayor demanda neta. La contribución a la capacidad firme se basa en el factor de capacidad promedio de una tecnología durante los periodos críticos para evaluar la capacidad de respuesta de las tecnologías ESS, mostrando su contribución a la firmeza del sistema eléctrico. La presencia de una tecnología en estos periodos críticos refleja su capacidad para garantizar el suministro del sistema.

La Tabla 5 presenta los valores de capacidad firme para las tecnologías despachables, calculados para las 100, 200 y 400 horas de mayor demanda neta máxima (conocidas como horas críticas) en el caso base. Como se puede apreciar, los embalses hidráulicos son los que mayor contribuyen a la capacidad firme debido a su mayor capacidad de almacenamiento.

Además, por la misma razón que los embalses, la contribución a la firmeza de las nuevas unidades de CLPSH es inferior a la de las unidades existentes. Cabe destacar que, aunque las nuevas unidades CLPSH tienen una mayor eficiencia en su ciclo de carga y descarga en comparación con las unidades antiguas, las nuevas unidades tienen un ciclo de descarga más corto y una menor capacidad de almacenamiento de energía. Esto sugiere una posible correlación entre la capacidad de almacenamiento de energía y la contribución a la firmeza. Por ejemplo, las unidades CLPSH existentes ofrecen 33 horas de descarga a plena potencia y logran una contribución a la firmeza del 63 %-58 %, mientras que las nuevas unidades de CLPSH, con 8 horas de descarga, alcanzan solo un 27 %-40 % de contribución. Además, como se muestra en la Tabla 5, el valor de capacidad de algunas tecnologías varía según los diferentes escenarios. Una disminución en el rango de horas críticas para el cálculo del valor de capacidad firme, que resulta en un aumento del valor de capacidad, indica la fiabilidad de estas tecnologías durante los períodos de mayor demanda crítica.

Tabla 5. Valores de capacidad firme de distintas tecnologías de acuerdo con distintos rangos de periodos críticos para el caso base

Horas críticas	Baterías	CLPSH	OLPSH	Nuevos CLPSH	CCGT	UGH
100 horas críticas	6 %	63 %	88 %	27 %	74 %	98 %
200 horas críticas	7 %	62 %	82 %	34 %	66 %	94 %
400 horas críticas	13 %	58 %	77 %	40 %	57 %	89 %

Fuente: Huclin (2024).

La Tabla 6 presenta los valores promedio de capacidad de las tecnologías durante las 100 a 400 horas críticas en posibles escenarios para el sistema español en 2030 como Dunkel-flaute (anticiclón hibernal), Caso Seco (escenario hidráulico seco) y Caso Húmedo (escenario hidráulico húmedo). En todos lo casos, las baterías se posicionan como la última tecnología disponible durante estas horas críticas, mostrando un menor coeficiente de potencia firme. Sin embargo, muestran la menor variación en su valor de capacidad a través de los diferentes escenarios de sensibilidad. Esta estabilidad se debe a la relativamente menor capacidad de almacenamiento de energía de las baterías en comparación con otros ESS.

Como se comentó anteriormente, la disponibilidad de los ESS durante las horas críticas está correlacionada con el tamaño del almacenamiento de energía de cada ESS. A medida que se reduce el rango de horas críticas, la disponibilidad de OLPSH y las unidades CLPSH existentes aumenta, mientras que la de las nuevas CLPSH y baterías disminuye. Es importante

tener en cuenta que esta correlación debe interpretarse con cautela, ya que depende de las características específicas de los datos tecnológicos, las suposiciones del modelo y el sistema eléctrico analizado. Sin embargo, cuantas menos horas críticas se consideren, menos ESS con almacenamiento de energía más pequeños estarán disponibles debido a posibles valores más altos de demanda neta.

Tabla 6. Valores de capacidad de distintas tecnologías de acuerdo con distintos rangos de 100-400 periodos críticos para un caso base y análisis de sensibilidad

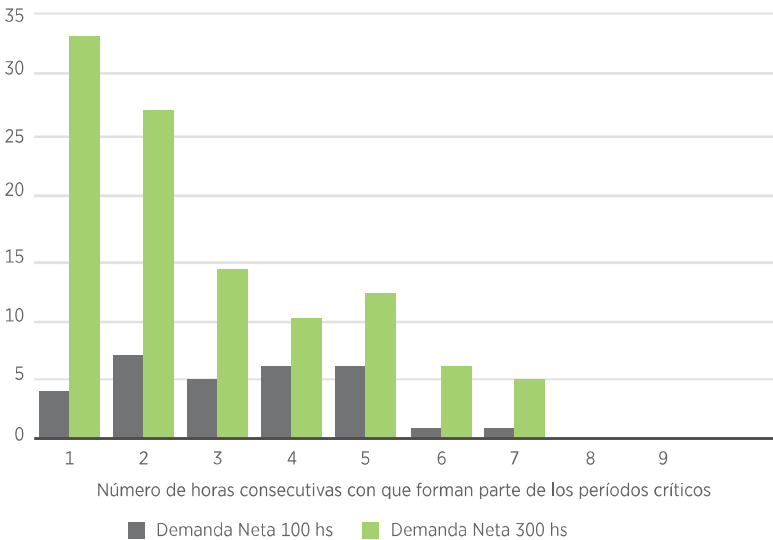
Horas críticas	Baterías	CLPSH	OLPSH	Nuevos CLPSH	CCGT	UGH
Caso base	9 %	61 %	82 %	35 %	65 %	93 %
Dunkelflaute	12 %	56 %	81 %	35 %	69 %	93 %
Caso seco	9 %	60 %	69 %	34 %	71 %	79 %
Caso húmedo	9 %	66 %	93 %	36 %	62 %	92 %

Fuente: Huclin (2024).

A pesar de su alta eficiencia en el ciclo de carga y descarga, como se muestra en la Figura 8, las baterías no estarían disponibles durante todas las 100 o 300 horas de mayor demanda neta. Esta limitación se debe a su tiempo máximo de descarga de 4 horas. La Figura 9 indica que el período crítico más prolongado observado es de 7 horas. En el escenario de 100 horas de mayor demanda neta, los eventos de 4 y 5 horas ocurren con frecuencia similar, mientras que en el escenario de 300 horas, los eventos de 5 horas son más frecuentes. Aunque algunos períodos coinciden con el tiempo máximo de descarga de las baterías, muchas horas críticas ocurren de forma consecutiva o en días seguidos. Debido a su limitada capacidad de almacenamiento, las baterías no podrían mantener la misma disponibilidad que otros ESS.

Figura 9.
Frecuencia de eventos críticos con diversas duraciones

Fuente: Huclin et al., 2023.

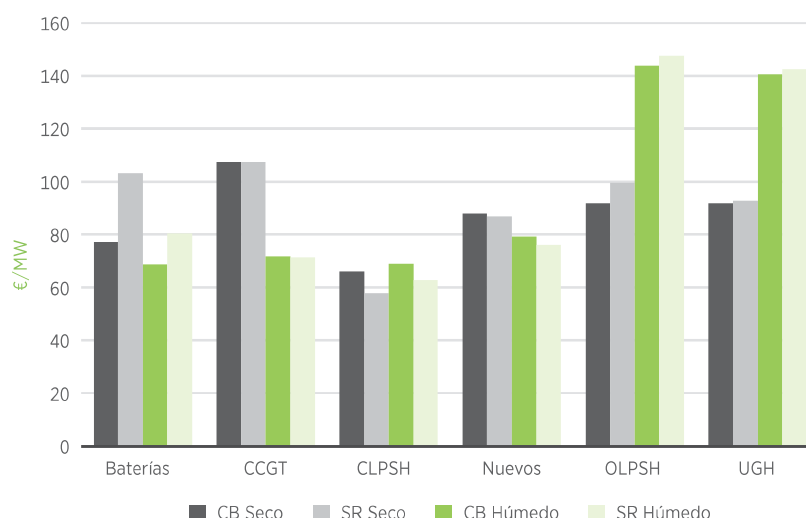


La Figura 10 evalúa los ingresos por capacidad instalada de las tecnologías despachables en diversos escenarios. Las tecnologías independientes de los flujos de agua muestran patrones de ingresos divergentes según el escenario hidráulico seco o húmedo. En condiciones de sequía, las baterías y las nuevas unidades CLPSH aumentan sus ingresos, compensando la menor disponibilidad de los recursos OLPSH y de embalses hidroeléctricos. La introducción de los servicios de rampa incrementa los ingresos de las baterías, OLPSH y embalses hidroeléctricos, mientras que reduce los ingresos de las unidades CLPSH.

Además, la introducción de reservas de operación y servicios de rampa incrementa de manera constante los ingresos de embalses hidroeléctrico en ambos escenarios, tanto húmedos como secos. Esta tendencia es diferente a algunos OLPSH, que, debido a su incapacidad para bombear agua, ven limitada estratégicamente su participación en los servicios de rampa en condiciones de restricciones hidráulicas, priorizando el almacenamiento de energía para los períodos de demanda crítica.

Figura 10.
Ingresos por capacidad
de las tecnologías
despachables en la
provisión de servicios

Fuente: Huclin et al., 2023.



6. Conclusiones

Las tecnologías de almacenamiento tendrán un papel fundamental en la transición energética y son claves para lograr la descarbonización del sistema eléctrico e incrementar la descarbonización del sistema energético a través de la electrificación. En España en el horizonte 2030, las tecnologías de almacenamiento con mayor potencial son las baterías y el almacenamiento hidroeléctrico de bombeo (PSH). Estas tecnologías son fundamentales para garantizar la seguridad del suministro y la flexibilidad del sistema eléctrico. Según los resultados de las simulaciones realizadas a través del modelo del sistema eléctrico de mediano plazo se destaca el importante rol de las tecnologías de almacenamiento en mantener la firmeza del sistema, especialmente durante eventos críticos. Aunque las baterías tienen una menor capacidad de almacenamiento de energía, se posicionan como contribuyentes clave en

la provisión de reservas de operación, equilibrando eficazmente las necesidades de fiabilidad del sistema en el corto plazo.

Otro aspecto significativo de los sistemas con alta penetración de energías renovables variables (como la solar fotovoltaica y eólica) es la necesidad de los servicios de rampa. Este servicio crearía ingresos adicionales a las tecnologías despachables como los almacenamientos y podría afectar la provisión e ingresos de diversos servicios del sistema eléctrico. Como resultado de las simulaciones efectuadas para el sistema eléctrico peninsular español, la consideración de los servicios de rampa provoca un cambio notable en la operación de las baterías, aumentando su contribución a la provisión de energía y servicios de rampas. Este cambio permite que los bombeos mixtos (OLPSH) incrementen su disponibilidad durante períodos críticos para garantizar la firmeza del sistema, demostrando así que existen interdependencias dentro de la provisión de servicios necesarios para la operación del sistema eléctrico.

La capacidad de almacenamiento de energía es clave para la contribución a la firmeza de las tecnologías de almacenamiento. Los bombeos mixtos, con afluente de agua, demuestran una contribución superior a la firmeza del sistema en comparación con las unidades de bombeos puros, que tienen una menor capacidad de almacenamiento. Este resultado es relevante porque destaca los diversos roles que pueden desempeñar las distintas tecnologías de almacenamiento según sus características técnicas para proveer servicios a un sistema eléctrico dominado por energías renovables variables, las cuales están siendo predominantes en distintos países y se espera que incrementen su peso en el mix de generación.

Referencias bibliográficas

- Huclin, S. (2024): «Medium-term technical and economic analysis of storage impacts on power systems under different scenarios with a high renewable share». Disponible en: <https://repositorio.comillas.edu/xmlui/handle/11531/95591>
- Huclin, S.; A. Ramos; J. P. Chaves; J. Matanza, y M. González-Eguino (2023): «A methodological approach for assessing flexibility and capacity value in renewable-dominated power systems: A Spanish case study in 2030»; en *Energy*, vol. 285; p. 129491; dic. 2023. Disponible en: [doi: 10.1016/j.energy.2023.129491](https://doi.org/10.1016/j.energy.2023.129491)