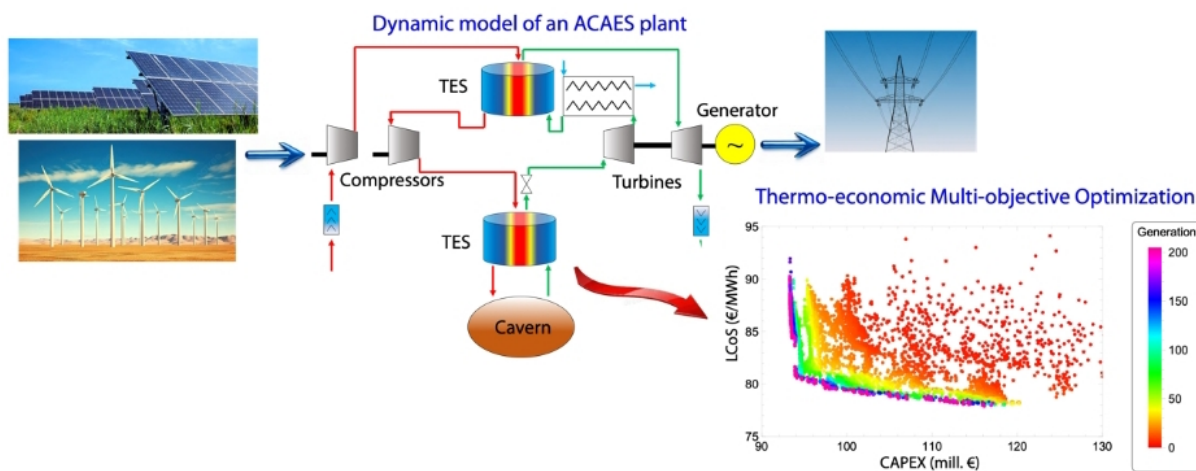


## La Universidad de Salamanca modeliza sistemas de almacenamiento adiabático de aire comprimido a gran escala

- "El modelo de evaluación de sistemas ACAES combina compresión adiabática, almacenamiento térmico en lechos packed-bed y expansión en turbinas para transformar excedentes renovables en energía gestionable a gran escala, con eficiencias round-trip cercanas a 0,78 y un LCoS estimado en torno a 80 €/MWh", expli...



<https://www.pv-magazine.es/2026/05/06/la-universidad-de-salamanca-modeliza-sistemas-de-almacenamiento-...>

Miércoles, 06 mayo 2026

El Grupo de Investigación en Optimización Energética Termodinámica y Física Estadística de la Universidad de Salamanca, que es un Grupo de Investigación Reconocido (GIR) dentro de la USAL y una Unidad de Investigación Consolidada (UIC) reconocida por la Junta de Castilla y León, ha desarrollado una metodología para estudiar la viabilidad de un sistema de almacenamiento de energía renovable a gran escala generada por campos eólicos o fotovoltaicos mediante compresión adiabática de aire. En sus siglas en inglés es ACAES, *Adiabatic Compressed Air Energy Storage*.

Alejandro Medina, catedrático del Departamento de Física Aplicada de la USAL y responsable de la investigación, explicó a **pv magazine** que esta tecnología consiste en comprimir y almacenar aire en un gran depósito, que puede ser una mina en desuso, una caverna natural o un depósito subterráneo de gas natural ya vacío. "Ese aire comprimido se mantiene a elevada presión en el depósito el tiempo que se necesite hasta que la demanda de electricidad requiera que se produzca más energía eléctrica. En ese momento, el aire se conduce a un conjunto de turbinas que convierten su elevada presión de salida nuevamente en energía eléctrica".

Según la investigación, en la fase de carga, exceso de producción eólica o fotovoltaica o bajos precios, se utiliza un tren de compresión formado por dos compresores con enfriamiento intermedio a través de un sistema de almacenamiento tipo *packed-bed* radial, es decir, un lecho fijo de material sólido que utiliza materiales de tipo sensible o PCMs de cambio de fase que permiten calentar el fluido de trabajo en la fase de descarga. El fluido de trabajo, normalmente aire presurizado, se

almacena en un depósito estanco y aislado de grandes dimensiones. La descarga se realiza cuando hay un pico de demanda o baja producción eólica o fotovoltaica.

El aire liberado circula por un primer sistema *packed-bed* en el que recibe energía en forma de calor almacenada en la carga. Posteriormente se expande en una primera turbina para después volver a recalentarse en el almacenamiento térmico situado entre los compresores y, finalmente, expandirse en una segunda turbina. Entre las turbinas se puede hacer uso de un ciclo *Rankine* (ciclo de generación eléctrica basado en la expansión de vapor) para aumentar la eficiencia global.

Fig.2. Esquema básico de un sistema de almacenamiento térmico *packed-bed* radial como los considerados en el trabajo.

*Imagen: Grupo de Investigación en Optimización Energética Termodinámica y Física Estadística de la Universidad de Salamanca*

“Las eficiencias carga/descarga (*round-trip*) que se han obtenido están aproximadamente en el intervalo 0,76-0,78. Se ha realizado un estudio sistemático de la influencia del tipo de compresor (axial o radial), materiales para los almacenamientos térmicos y una multitud de parámetros de diseño. El estudio es completamente dinámico y permite seguir la evolución temporal en el proceso de carga y descarga de todas las temperaturas y presiones relevantes en el sistema”, señaló Medina.

Además, se ha llevado a cabo un estudio de optimización mediante un algoritmo de tipo genético, tomando como funciones objetivo minimizar el coste nivelado del almacenamiento (LCoS) y el coste total de la inversión (CAPEX). Como variables optimizables se han considerado los flujos de masa, las dimensiones de los sistemas de almacenamiento térmico, las presiones mínima y máxima de la caverna y la simetría de las relaciones de presión en los trenes de compresión y expansión.

De acuerdo con la investigación, a través de este estudio de optimización se han estimado valores de LCoS de aproximadamente 80 €/MWh para una planta capaz de almacenar alrededor de 600 MWh (que se corresponde con una potencia de referencia de 200 MW con periodos de carga de 3 h) y tomando un valor de referencia para el precio de la electricidad durante la carga de 50 €/MWh. Se ha analizado también la influencia de un conjunto amplio de parámetros que incluyen los costes de la caverna, el precio de la electricidad durante el periodo de carga y el tiempo de almacenamiento en la caverna.

Fig. 3. Ejemplo de resultados del análisis de optimización multiobjetivo (Frente de Pareto) en el que se consideran como funciones objetivo a minimizar el LCoS y el CAPEX de la planta.

*Imagen: Grupo de Investigación en Optimización Energética Termodinámica y Física Estadística de la Universidad de Salamanca*

“La metodología desarrollada en el trabajo permitirá en el futuro analizar escenarios de precios de electricidad variables y distintas estrategias de carga y descarga adaptadas a curvas de producción y demanda reales de diversos países”, concluyó Medina. Otra línea abierta para el trabajo futuro es el análisis detallado del impacto ambiental de la tecnología mediante técnicas como la LCA (*Life Cycle Analysis*).

Este contenido está protegido por derechos de autor y no se puede reutilizar. Si desea cooperar con nosotros y desea reutilizar parte de nuestro contenido, contacte: [editors@pv-magazine.com](mailto:editors@pv-magazine.com).

## Popular content

La prohibición de financiación de la UE a inversores procedentes de países de alto riesgo se extiende al BESS 05 mayo 2026 La nueva política ya está en vigor y afecta a miles de millones en financiación del European Investment Bank para proyectos renovables, incluidos sist...