

España afronta el debate sobre el de-rating de las baterías antes de su primera subasta de capacidad

- AleaSoft Energy Forecasting advierte que mantener cerca de 2 GW de potencia firme nuclear hasta 2030 podría retrasar la primera subasta del mecanismo de capac...



GALERIA

revista digital

revista energía renovable

energía renovable

energías limpias

energía fotovoltaica

energía solar

[https://www.review-energy.com/almacenamiento/espana-afronta-el-debate-sobre-el-de-rating-de-las-baterias- ...](https://www.review-energy.com/almacenamiento/espana-afronta-el-debate-sobre-el-de-rating-de-las-baterias-...)

Viernes, 28 agosto 2026

Buscar28 agosto 2026 0

La continuidad de la **central nuclear de Almaraz hasta 2030** podría alejar la primera subasta del mecanismo de capacidad español al mantener cerca de **2 GW de potencia firme** en el sistema durante más tiempo del previsto. Mientras se redefine ese escenario, las baterías ganan peso como tecnología capaz de responder durante los períodos de mayor tensión: los sistemas de **dos horas pueden cubrir el 59% de las horas de estrés, los de cuatro horas el 86% y los de seis horas hasta el 95%**, según un análisis de AleaSoft Energy Forecasting.

Los análisis de cobertura que justifican el mecanismo de capacidad ante la Comisión Europea se realizaron asumiendo el calendario de cierre nuclear entonces vigente, que contemplaba la salida de **Almaraz en 2027 y 2028**. La renovación de la autorización de explotación de sus dos unidades hasta el **8 de junio de 2030** cambia ahora ese punto de partida.

Mantener alrededor de **2 GW de potencia firme nuclear hasta 2030** puede hacer, según AleaSoft, que la primera subasta del mecanismo de capacidad **no esté tan cerca como se preveía**. Además, podría llevar a revisar algunos parámetros de su diseño, entre ellos el volumen de capacidad a contratar y los coeficientes de de-rating de las diferentes tecnologías.

En este escenario, las baterías adquieren especial relevancia. Los datos de demanda residual del sistema peninsular entre 2021 y 2025 muestran que **los períodos de mayor tensión son cada vez más cortos**, lo que aumenta la proporción de horas críticas que puede cubrir el almacenamiento de dos, cuatro y seis horas.

El de-rating puede más que duplicar la capacidad firme reconocida

El mecanismo de capacidad español retribuirá la **capacidad firme** que cada tecnología pueda aportar durante las horas de mayor tensión del sistema.

En el caso de las baterías, esta aportación se ajustará mediante un coeficiente de de-rating, que traduce los MW instalados de un proyecto en los MW que serán reconocidos como capacidad firme.

Según las estimaciones recogidas por AleaSoft, **el coeficiente para las baterías se situaría actualmente entre 0,27 y 0,70**. La diferencia entre ambos extremos implica que la capacidad firme reconocida a un mismo proyecto, y con ella los ingresos que pueda obtener a través del mecanismo de capacidad, **puede más que duplicarse dependiendo del valor finalmente adoptado**.

Las referencias europeas muestran también importantes diferencias según la duración del almacenamiento. Para una **batería de dos horas**, los coeficientes aplicados en los mercados de capacidad europeos oscilan entre **0,14 y 0,44**, mientras que para una **batería de cuatro horas** se sitúan entre **0,28 y 0,67**.

La definición de este parámetro será, por tanto, especialmente relevante para las decisiones de inversión en nuevos proyectos de almacenamiento en España.

Las baterías de cuatro horas pueden cubrir el 86% de las horas de estrés

Para analizar la aportación que pueden realizar las baterías, AleaSoft estudió la **demanda residual horaria del sistema eléctrico peninsular español entre 2021 y 2025**, entendida como la demanda eléctrica una vez descontada la producción eólica y solar.

Para cada año se seleccionó el **10% de las horas de mayor tensión**, equivalente a **876 horas anuales**, y se analizó cuánto tiempo permanece consecutivamente el sistema en esas situaciones.

Los resultados muestran que los episodios críticos se están haciendo progresivamente más cortos. Su duración media pasó de **3,8 horas en 2021 a menos de 3,1 horas en 2025**.

Además, los episodios que duran **dos horas o menos aumentaron del 38% al 49%** del total. Como el análisis mantiene constante el número de horas consideradas de tensión, el resultado es que existen más episodios, pero de menor duración: pasaron de **229 a 286 al año**.

Esta transformación está aumentando la capacidad del almacenamiento para responder durante las horas críticas.

Una batería de **dos horas** podía cubrir el **48%** de las horas de tensión en 2021 y el **59% en 2025**.

En los sistemas de **cuatro horas** , la cobertura aumentó del **74% al 86%** , mientras que las baterías de **seis horas** pasaron del **85% al 95%** durante el mismo período.

La fotovoltaica está transformando los períodos críticos

AleaSoft atribuye esta evolución principalmente al crecimiento de la **generación fotovoltaica** .

La producción solar desplaza las situaciones de mayor tensión desde la tarde hacia la **rampa posterior a la puesta de sol** , convirtiendo un período prolongado de estrés en varios episodios más cortos.

La mediana de inicio de estos episodios se sitúa en las **19:00 horas** y **dos de cada tres comienzan entre las 18:00 y las 22:00 horas** .

Esta configuración favorece especialmente al almacenamiento capaz de mantener su descarga durante varias horas. Una cobertura anual del **86% para las baterías de cuatro horas** está, según AleaSoft, muy por encima de los coeficientes de de-rating más conservadores que se están manejando actualmente.

La consultora señala también que la configuración de los períodos de tensión **no es igual en verano y en invierno** , una diferencia que deberá tenerse en cuenta a la hora de analizar la capacidad que puede aportar el almacenamiento.

Cuatro horas aportan mucha más capacidad firme que dos

La duración del almacenamiento será especialmente relevante para determinar su aportación al mecanismo de capacidad.

El período de estrés característico del sistema español no corresponde a un único pico de una hora, sino a la **rampa posterior a la puesta de sol, que puede prolongarse durante varias horas** .

En estas condiciones, una batería de dos horas aporta una capacidad firme considerablemente menor que una de cuatro horas. Esta diferencia también se observa en los mercados europeos, donde los coeficientes de de-rating de las baterías de dos horas se encuentran entre 0,14 y 0,44, frente al rango de 0,28 a 0,67 para las de cuatro horas.

Los datos de España refuerzan esa diferencia: en 2025, una batería de dos horas podía cubrir el **59% de las horas de tensión** , mientras que una de cuatro horas alcanzaba el **86%** y una de seis horas llegaba al **95%** .

El de-rating de las baterías cambiará con cada subasta

AleaSoft advierte, sin embargo, de que los coeficientes que se establezcan inicialmente **no deberían considerarse constantes durante toda la vida de los proyectos** .

El propio despliegue del almacenamiento modificará las condiciones del sistema. A medida que aumenten los MW de baterías instalados, sus descargas contribuirán a **aplanar las puntas de demanda residual** , lo que puede provocar que los períodos de estrés sean más largos.

En ese escenario, el coeficiente de de-rating de las baterías de menor duración tendería a disminuir.

Por ello, AleaSoft sostiene que **un coeficiente de de-rating no puede tratarse como un parámetro constante a 15 años** , sino que evolucionará en las sucesivas subastas de capacidad.

Esta evolución deberá incorporarse desde el diseño de los proyectos tanto en los **modelos de ingresos** como en las decisiones de inversión.

La continuidad de Almaraz hasta 2030 ofrece así un nuevo punto de partida para el mecanismo de capacidad español. Mientras cerca de **2 GW de potencia firme nuclear** permanecerán en el sistema durante más tiempo del contemplado inicialmente, los datos de los últimos cinco años muestran que las baterías, especialmente las de **cuatro y seis horas** , pueden cubrir una proporción cada vez mayor de las horas de mayor tensión.

La definición de cuánto de esa aportación será reconocida como capacidad firme en cada subasta será uno de los factores determinantes para el desarrollo y la **inversión en almacenamiento energético en España** .

Comentarios

Sé el primero en comentar...

Deja tu comentario