

El de-rating de las baterías en el mecanismo de capacidad: lo que dicen los datos de la demanda residual

- El almacenamiento de cuatro horas ya cubre la gran mayoría de las horas de estrés en el mercado eléctrico.



El de-rating de las baterías en el mecanismo de capacidad: lo que dicen los datos de la demanda residual

<https://elperiodicodelaenergia.com/el-de-rating-de-las-baterias-en-el-mecanismo-de-capacidad-lo-que-dicen-l...>

Aleasoft Energy Forecasting

Jueves, 27 agosto 2026

Con la primera subasta del mecanismo de capacidad en el horizonte, hay una discusión con implicación directa en los ingresos del almacenamiento, el coeficiente de de-rating de las baterías. La prórroga de Almaraz hasta 2030 obliga además a revisar los análisis que sustentan el mecanismo. Los datos de la demanda residual peninsular de 2021 a 2025 muestran que los episodios de tensión son cada vez más cortos.

Un rango que puede más que duplicar la capacidad firme de un mismo proyecto

El **mecanismo de capacidad** español retribuirá la **capacidad firme** que cada tecnología puede aportar en las horas de mayor tensión del sistema. Para las **baterías**, esa aportación se ajusta mediante un coeficiente de **de-rating**, un coeficiente de reducción que traduce los MW instalados en MW firmes. Según las estimaciones actuales, el coeficiente para las baterías estaría entre 0,27 y 0,70. Ese rango implica que la **capacidad firme** reconocida a un mismo proyecto, y con ella los ingresos del mecanismo dentro de la estructura de ingresos (revenue stack) del activo, puede más que duplicarse según el valor que finalmente se adopte.

La referencia europea confirma la magnitud de lo que está en juego. En los mercados de capacidad europeos, los coeficientes aplicados a una batería de dos horas se mueven entre 0,14 y 0,44, mientras que para una de cuatro horas se sitúan entre 0,28 y 0,67. La discusión en España se está dando sobre todo en el terreno de los principios. **AleaSoft Energy Forecasting** aporta datos.

La prórroga de Almaraz cambia el punto de partida del mecanismo

El 14 de agosto de 2026 el BOE publicó la orden que renueva la autorización de explotación de las dos unidades de la central nuclear de **Almaraz** hasta el 8 de junio de 2030. Los análisis de cobertura que justifican el mecanismo de capacidad ante la Comisión Europea se elaboraron asumiendo el calendario de cierre nuclear entonces vigente, con Almaraz fuera del sistema en 2027 y 2028.

Mantener en el sistema en torno a 2 GW de potencia firme nuclear hasta 2030 cambia ese escenario de partida. Por ello, la primera subasta puede no estar tan cerca como se preveía y algunos parámetros del diseño, entre ellos los coeficientes de de-rating y el volumen de capacidad a contratar, pueden revisarse. Esta revisión hace más necesario, no menos, que la discusión sobre el de-rating de las **baterías** se apoye en datos del comportamiento real del sistema, porque los parámetros que se fijen ahora condicionarán las decisiones de inversión en **almacenamiento de energía** de los próximos años.

Los episodios de tensión del sistema son cada vez más cortos

A partir de la **demanda residual** horaria del sistema eléctrico peninsular español, es decir, la demanda menos la producción **eólica y solar**, **AleaSoft Energy Forecasting** ha analizado el período de 2021 a 2025 seleccionando en cada año el 10% de horas más tensas, que es el límite que el mecanismo fija para las horas de estrés, 876 horas al año. Sobre esa base se mide cuánto duran los episodios, es decir, cuántas horas seguidas está el sistema en tensión.

El resultado es que la duración de los episodios de tensión se está acortando. En 2021 un episodio duraba de media 3,8 horas y en 2025 menos de 3,1 horas. Los episodios que se resuelven en dos horas o menos han pasado del 38% al 49% del total. Como el número de horas tensas es fijo por construcción, lo que ha ocurrido es que hay más episodios y más cortos, de 229 a 286 al año.

La cobertura que puede ofrecer una batería según su duración

Para el coeficiente de de-rating, lo relevante es el porcentaje de horas de tensión que puede cubrir una batería según su duración. Una batería de dos horas podía cubrir el 48% de las horas de tensión en 2021 y el 59% en 2025. Una de cuatro horas pasó del 74% al 86% y una de seis horas del 85% al 95%.

La causa es la **fotovoltaica**. Al desplazar la tensión desde la tarde hacia la rampa de puesta de sol, divide un problema largo en varios problemas cortos. La mediana de inicio de los episodios se sitúa en la hora 19 y dos de cada tres comienzan entre las 18 y las 22. Una cobertura anual del 86% para una duración de cuatro horas está muy por encima de los coeficientes de de-rating más conservadores que se están manejando, y la tendencia de los últimos cinco años favorece al almacenamiento de corta duración. La configuración de los episodios de tensión es distinta en verano y en invierno, un matiz que merece un análisis propio.

Un coeficiente que evolucionará en cada subasta

Lo que determina el valor de una duración de almacenamiento es cuánto dura el episodio de estrés que tiene que cubrir. En España ese episodio es la rampa posterior a la puesta de sol, de varias horas, y no un pico de una hora. En esas condiciones, una batería de dos horas aporta una **capacidad firme** muy inferior a la de una de cuatro horas, como reflejan los rangos europeos citados, de 0,14 a 0,44 frente a 0,28 a 0,67.

Conviene recordar, además, que el propio despliegue del almacenamiento modifica el problema que debe resolver. Con más MW de **baterías** instalados, la punta de demanda residual se aplana y los episodios de estrés se alargan, de modo que el coeficiente de de-rating de las duraciones cortas tiende a caer con el tiempo. Un coeficiente de de-rating no es un input constante a 15 años. Evolucionará en cada una de las **subastas de capacidad**, y los modelos de ingresos y las decisiones de inversión deben incorporar esa evolución desde el diseño del proyecto.

Los datos como base de la decisión regulatoria

La evidencia de la demanda residual peninsular indica que los episodios de tensión son cada vez más cortos y que el almacenamiento de cuatro horas ya cubre la gran mayoría de las horas de estrés. Cuantificar esa aportación en cada subasta, y anticipar su evolución, será determinante para la **inversión** en almacenamiento en España.

El análisis de los ingresos del almacenamiento: el papel de AleaStorage

AleaStorage, la división de **AleaSoft Energy Forecasting** especializada en **almacenamiento de energía**, se centra en el análisis estratégico de baterías y **proyectos de hibridación**, proporcionando estimaciones de ingresos de **baterías stand-alone** en mercados de energía y servicios de ajuste, análisis de hibridación con renovables, tanto **fotovoltaica** como **eólica**, evaluación de ingresos de **mercados de capacidad** y modelización de escenarios de precios y volatilidad a largo plazo. Las series de datos reales de demanda, generación renovable y precios horarios de España y del resto de Europa utilizadas en este análisis están disponibles en **Alea Energy DataBase**, la plataforma de datos online de AleaSoft.

Fuente: **AleaSoft Energy Forecasting**