

La prórroga de Almaraz hasta 2030 cambia la necesidad de la retribución de las baterías: las subastas se retrasan o reajustan

El debate es saber cuánta capacidad se necesita con Almaraz operando. Si no se lanzan las subastas ya, habrá un problema mayor en 2030. Más información: Bruselas autoriza a España a dar 9.000 millones a las eléctricas con subastas de capacidad para seguir desarrollando renovables

[Laura Ojea](#) 15 septiembre 2026 05:00h



Fotomontaje de una central nuclear y parque de baterías Invertia

Actualizada 15 septiembre 2026 18:37h

La decisión de prorrogar la operación de la **central nuclear de Almaraz hasta 2030** introduce una nueva variable que hace cuestionarse el **mercado de capacidad**, tan [esperado por el sector del almacenamiento energético](#).

Aunque ya cuenta con la aprobación de Bruselas, el **Ministerio de Economía** ha paralizado, por el momento, la primera convocatoria de la subasta de capacidad, cuyo anuncio [se esperaba este verano](#).

"Al contar con Almaraz tres años más, sigue siendo necesario este mercado, pero ahora [hay que recalcular cuánta nueva potencia firme necesita](#) realmente el sistema eléctrico", explica a EL ESPAÑOL-Invertia **Kim Keats**, director y fundador de **K4K Training & Advisory**.

"Y, sobre todo, **qué tecnologías son las más adecuadas para aportarla**. La mayor disponibilidad de generación nuclear puede reducir la necesidad de incorporar nueva capacidad de baterías".

"Este mecanismo es viable a nivel europeo y se ha sancionado", apuntando así al principal interrogante que se abre ahora: no tanto si España necesita un mecanismo de capacidad, sino **qué volumen de potencia debe contratar y durante cuánto tiempo**.

La incógnita: cuánto almacenamiento

La prórroga de Almaraz supone, en este sentido, una **mayor oferta de capacidad firme** en el sistema.

Una decisión que modifica las expectativas de los promotores que estaban preparando proyectos de almacenamiento al calor de las futuras subastas, señala Keats a este diario.

El debate llega en un momento en el que España necesita incorporar **más flexibilidad** para gestionar un sistema eléctrico con una creciente penetración de renovables.

La cuestión, por tanto, no es si las baterías son necesarias, sino qué papel deben jugar y cómo debe remunerarse esa flexibilidad.

"Se necesita ese tipo de flexibilidad en el sistema", apunta Keats. Pero, a su juicio, el mercado de capacidad **no debería convertirse en la única vía** para hacer rentable el almacenamiento.

Uno de los elementos que puede determinar el diseño de las subastas es precisamente el **coste** que supone garantizar la disponibilidad de las distintas tecnologías.

En el caso de los ciclos combinados, el debate pasa por cuánto cuesta mantener una instalación disponible aunque finalmente no tenga que producir.

"Conocemos cuál es el coste fijo del ciclo, es decir, cuánto cuesta solo porque esté disponible, esto es, **20.000 euros/MW al año**", plantea.

Desde el sector de las baterías se considera que este tipo de remuneración puede generar una competencia difícil de equilibrar.

"Para esta industria que está a punto de eclosionar (e incluso diría que **colapsar** si se instalan tantas como se han proyectado) ese coste está muy por debajo de sus necesidades de retribución. Me dicen que 'eso es muy poco'", apunta Keats al recoger las críticas.

El problema, por tanto, no se limita a establecer un precio. También está en determinar qué tecnologías deben participar en el mercado de capacidad y bajo qué condiciones. "Ya sabemos que habrá un mercado de capacidad para las plantas ya en operación (es decir, los ciclos) y otro para los nuevos proyectos (baterías)", resume.

El gas, otra pieza del puzzle

El precio del gas será además una variable determinante. La competitividad de los ciclos combinados frente a otras tecnologías dependerá en buena medida de cuánto cueste producir con ellos y de **cómo evolucionen los mercados energéticos**.

Esto introduce otra dificultad en el diseño de las subastas: contratar capacidad no equivale necesariamente a contratar energía barata.

El sistema paga por disponer de una determinada potencia cuando sea necesaria, pero después cada tecnología puede tener estructuras de costes muy diferentes.

"Cuanto más caro sea el gas, mejor retribución en el mercado para los ciclos y mejor para participar en las subastas, al poder ofrecer pujas con precios más competitivos. Esa es la mejor manera de contratar por esa flexibilidad", asegura Keats.

La pregunta cobra especial relevancia en un sistema en el que las baterías pueden aportar servicios que van más allá de garantizar potencia disponible.

Su valor puede estar en desplazar energía entre horas, participar en los mercados de balance o responder rápidamente ante cambios en la demanda y la generación renovable.

2030, el año clave

Para Keats, 2030 aparece como un **punto de inflexión para los mecanismos de capacidad**. La prolongación de Almaraz hasta ese año **modifica el punto de partida** con el que se estaban realizando las previsiones de necesidades de potencia firme.

Esto podría dar argumentos para retrasar o redimensionar las subastas.

"La excusa perfecta: se retrasa el mercado de capacidad porque, desde el punto de vista del Gobierno, impacta la tarifa final, y ningún político quiere asumir un coste extra para el sistema, que al final lo pagan los consumidores finales", apunta.

Pero retrasar indefinidamente el desarrollo de estos mecanismos **también puede tener un coste**.

"España necesita definir cómo va a remunerar la flexibilidad que requiere un sistema cada vez más renovable", y las baterías pueden desempeñar un papel importante si se les permite capturar el valor de los diferentes servicios que prestan.

"El mercado tiene que evolucionar hacia eso", sostiene Keats.

En otros mercados europeos, explica, **las baterías ya han empezado a monetizar diferentes fuentes de ingresos**.

"En el norte de Europa se monetizó, se incorporaron las baterías, y la gente se acostumbró a la **volatilidad de los ingresos**, los mercados secundarios y terciarios o el arbitraje, y en España seguimos sentados esperando a ver qué pasa en el pool".

La capacidad no es la panacea

El reto, por tanto, no consiste únicamente en poner en marcha una subasta y adjudicar megavatios.

"El mercado de capacidad no es la panacea", advierte Keats. La cuestión fundamental es **qué se quiere hacer con esos activos, dónde estarán ubicados y quién los gestionará**.

En el caso de las baterías, además, será especialmente relevante su integración con los mercados eléctricos. El propietario necesitará decidir **cómo optimizar** sus ingresos entre las distintas posibilidades: mercado diario e intradiario, servicios de balance o arbitraje, entre otras.

"Si tienes un *optimizer* o un operador en los mercados de balance de REE o un representante podrás sacarle el jugo, pero también tiene un coste del servicio", explica.

La prórroga de Almaraz añade ahora una nueva capa de complejidad a este debate. Si la nuclear aporta más capacidad firme durante los próximos años, la necesidad de contratar nueva potencia mediante ciclos combinados o baterías puede ser menor, al menos desde el punto de vista estrictamente de adecuación de capacidad.

Por eso, más que desaparecer, **el mercado de capacidad podría estar entrando en una fase de rediseño.**

Y 2030 puede convertirse en el horizonte en el que España tenga que decidir si las baterías deben depender principalmente de una remuneración por disponibilidad o si, como ya sucede en otros mercados, deben construir un modelo de negocio basado en la combinación de múltiples fuentes de ingresos.

"Debe arrancar ese mercado, si no, llegaremos tarde", concluye Keats, aunque advierte de que el sistema español tiene por delante numerosos cambios regulatorios y de mercado que pueden condicionar su puesta en marcha.