

Albispark: del MW renovable al MW flexible

Albispark, en Portugal, es el primer paso de Prosolia hacia un modelo utility-scale pensado para gestionar la energía, no solo para producirla.

EUGENIA CERVERÓN
HEAD OF UTILITY SCALE, PROSOLIA ENERGY

El 28 de abril de 2025, la península ibérica se quedó a oscuras. Según el informe final de ENTSO-E, el fenómeno central fue un control de tensión ineficaz. El apagón dejó claro que un sistema con cada vez más renovables necesita algo más que generación, y desde entonces España y Portugal han empezado a cambiar las reglas.

A mediados de septiembre, el BOE publicó la orden que crea el mercado de capacidad peninsular en España, con contratos de hasta 15 años para el almacenamiento: el sistema reconoce de forma explícita que la firmeza tiene un valor y que hay que remunerarla. En octubre, Portugal abrió sus primeros concursos de almacenamiento desde 2021, con 750 MVA de capacidad de conexión para baterías autónomas y otros 300 MVA para renovables con almacenamiento. Son solo dos ejemplos de un cambio más amplio que estamos viendo en los mercados eléctricos europeos.

En este contexto, Prosolia Energy acaba de poner en operación el sistema de almacenamiento de Albispark en Castelo Branco (Portugal), uno de los mayores BESS actualmente en operación en el país y de los primeros en conectarse a la red de transporte. Allí, se ha integrado un BESS de 15 MW y 60 MWh en una planta fotovoltaica existente de 34,4 MWp. Es el primer proyecto de hibridación utility-scale de la compañía y el punto de partida de una estrategia más amplia.

De producir energía a gestionar el sistema

Durante años, el gran reto de la transición energética fue desplegar capacidad renovable, a gran escala y con rapidez. Ese reto sigue ahí, pero ya no es el único.

La fotovoltaica produce cuando hay sol, no necesariamente cuando el sistema necesita energía o cuando esta tiene más valor. Y cuanta más capacidad instalamos, más se nota: horas con producción muy concentrada, más presión sobre las redes y precios que, en las horas centrales, caen hasta cero. El apuntamiento es hoy una variable presente en cualquier modelo financiero.

Por eso, el siguiente paso de la transición es aportar al sistema lo que antes daba la generación síncrona: flexibilidad, inercia, control de tensión, potencia de cortocircuito y capacidad de arranque en negro. Y aquí está lo que, en mi opinión, marca la diferencia hoy: no hay una tecnología capaz de resolver por sí sola todas las necesidades del sistema. La clave está en cómo las combinamos.

La flexibilidad nace de la integración

El almacenamiento es la pieza más visible, porque permite mover la energía en el tiempo. Pero una batería sin la electrónica de potencia adecuada es solo un depósito. Son los inversores y los sistemas de control los que deciden con qué rapidez y precisión se entrega esa energía y cómo responde la planta a lo que pide la red.

Y todo empieza antes de construir. Dimensionar bien una batería respecto a una plan-





ta, anticipar su comportamiento con unas condiciones de conexión concretas o comparar distintos escenarios de precios exige simulación y modelización. Después entran los datos y la optimización: decidir en cada momento si conviene cargar, descargar o esperar requiere información, capacidad de procesarla y sistemas capaces de actuar sobre ella. Cuando todo eso se conecta con una red que envía señales y demanda respuestas, la planta deja de ser un elemento pasivo y empieza a participar activamente en el sistema. La siguiente generación de híbridos irá más allá: inversores grid-forming capaces de aportar inercia y control de tensión, y sistemas de control que, al estar cada vez más conectados, deben diseñarse con la ciberseguridad como requisito desde el inicio.

Más flexibilidad, más opciones de mercado

Esa combinación abre también más opciones comerciales para un activo utility-scale. Una planta híbrida puede vender a la red eligiendo las horas de mayor valor, en lugar de entregar solo cuando hay sol. Puede participar en el mercado intradiario y en servicios de flexibilidad. Y puede plantear un PPA con otro perfil: una entrega más estable o mejor adaptada al consumo del comprador puede aumentar el valor del producto y ampliar las opciones de contratación. En España, a esas vías se suma ahora el mercado de capacidad. No todas estas opciones estarán disponibles en todos los mercados ni de la misma forma, pero tener varias abiertas es en sí mismo una ventaja.

Conviene, eso sí, ser realistas. Los proyectos híbridos mejorarán su rentabilidad y reducirán el apuntamiento, pero no eliminarán los precios cero. La batería no hace desaparecer ese problema, pero nos da herramientas para gestionarlo mejor. A la operación tradicional, añadimos una nueva capa: decidir cuándo generar, cuándo almacenar y cuándo entregar. Eso exige optimización, inteligencia operativa y una visión integrada de toda la cadena.

La fotovoltaica produce cuando hay sol. Por eso, el siguiente paso de la transición es aportar al sistema lo que antes daba la generación síncrona: flexibilidad, inercia, control de tensión, potencia de cortocircuito y capacidad de arranque en negro

Albispark: la estrategia llevada a la práctica

En Albispark, almacenamiento, electrónica de potencia y sistemas de gestión energética funcionan de forma coordinada para optimizar la operación de la planta y su interacción con la red.

Con cuatro horas de almacenamiento, la planta puede desplazar parte de la producción de las horas centrales, las de más oferta y menos valor, hacia otros tramos del día. Antes producía cuando había recurso solar. Ahora tiene margen para elegir cuándo entregar. Como comparte punto de conexión con la planta, la capacidad de evacuación no crece: el valor está en mover la energía en el tiempo y aprovechar la que antes se perdía por limitaciones de evacuación y exceso de generación respecto a la demanda en el sistema eléctrico.

Además, al hibridar una planta existente, la batería se apoya en un punto de conexión y una infraestructura ya construidos. Es una forma eficiente de extraer más valor a esa infraestructura y dar nuevo recorrido a activos que ya funcionan. Pero eficiente no significa sencillo.

Lo que nos ha enseñado Albispark

Hibridar una planta en operación va más allá de instalar contenedores de baterías junto a los paneles. El verdadero reto está en la integración.

La batería llega con su propio sistema de control y tiene que convivir con el controlador de la planta existente, de forma que ambos se comporten ante la red como una única instalación en un único punto de conexión. Esto exige una integración coordinada entre SCADA, controlador de planta y sistema de gestión energética.

Las capacidades de red, de sistemas de control y de gestión del activo en tiempo real se convierten en una competencia central del operador. El valor del activo híbrido depende tanto de cómo se dimensiona, de cómo se integra, y de cómo opera en mercado.

Para Prosolia Energy, la hibridación de Albispark marca el comienzo de un camino: el de consolidarse como una compañía energética integrada que concibe generación y almacenamiento como partes de un mismo activo. Albispark es el primero de una cartera de proyectos de hibridación que la empresa está desarrollando en España, Portugal, Francia e Italia. Prosolia ha demostrado que sabe desplegar renovable a gran escala; ahora la está convirtiendo en capacidad gestionable en un sistema cada vez más complejo ◉