



El tiempo del almacenamiento: una visión de equilibrio, resiliencia y futuro

Por Raúl García Posada, director de Asociación Española de Almacenamiento de Energía–Asealen

Deciámos el año pasado que el año “2025 se perfila como el año en el que el almacenamiento normalizará su papel, tanto en hibridaciones como en proyectos independientes”. Hoy podemos confirmar, por fin, que ese presagio se ha cumplido, y que ya no se concibe un nuevo proyecto de generación que no acoja en su interior una semilla mínima de almacenamiento.

Es cierto que parte de esta sensibilidad proviene del apagón; sin embargo, su huella se expande de manera distinta entre las instalaciones detrás del contador y las conectadas a la red, cada una con una respiración propia. En autoconsumo ya no basta con reducir costes: hoy se busca un resguardo, un latido firme capaz de sostener el suministro cuando más vulnerables somos, durante un apagón o en esas horas punta donde la red se vuelve más costosa. Además, en las instalaciones C&I permanecen vivas las señales que permiten ir a mercados y servicios de balance, donde vuelve a brillar el resultado del SRAD, que con las nuevas condiciones del primer semestre de 2026 (desde 100 kW CUPS, 2 horas) mantiene ingresos en torno a los 200/250 mil euros año/MW ofrecido al sistema, suficientes para que la inversión sea recuperada en menos de cinco años.

Respecto al almacenamiento conectado a la red, tanto en su forma *stand alone* como en sistemas hibridados, el factor más determinante emerge de los propios fundamentos del mercado, que multiplica las horas con precios cero o negativos, y del denominado “modo de operación reforzado”. Ya no basta con volcar energía al mercado, el verdadero valor reside en escoger el momento y la forma de entregarla, y aquí la gran novedad: el nuevo servicio de control de tensión, que irrumpe como una pieza decisiva en el engranaje del sistema.

Con mayúsculas también se escribe “Feder”, los Fondos Europeos de Desarrollo Regional que han trazado carreteras, trenes, depuradoras, estaciones, puertos y aeropuertos en nuestro país, y que ahora vuelven transformados en motor de proyectos de baterías *stand alone*, hibridaciones de BESS y TES, bombeos y almacenamiento térmico destinado a usos térmicos para electrificar el calor. El resultado: 2,4 GW y 10 GWh de capacidad hacia 2029, a los que se suman los proyectos impulsados por el Perte Erha, otros 1,6 GW, 5 GWh de BESS y 1 GW y 20 GWh de bombeo, que verán previsiblemente ampliados sus plazos de ejecución de mediados de 2026 al 2028 (2032 para bombeo). Nuestro reconocimiento y apoyo a los socios de ASEALEN que han recibido fondos para baterías, almacenamiento térmico y bombeo.

Y mayúscula continúa siendo la incesante actividad reguladora del sector. Desde el malogrado RDL 7/2025 hasta el remiendo de los RD 917/2025 y 997/2025, pasando por la frustración del lento avance del mercado de capacidad y de la regulación del acceso flexible a las redes, para concluir con el asombro provocado por una Ley de Movilidad Sostenible que retrocede en un aspecto tan sensible como las garantías exigidas al almacenamiento como “demanda”, injustas e innecesarias. También, es justo y necesario decir que hay algo de luz, por ejemplo: el impulso y la simplificación de la hibridación con batería recogidos en esos decretos, la actualización normativa en Cataluña, Comunidad Valenciana, Región de Murcia, Andalucía y Comunidad de Madrid, y la propuesta de equiparar el almacenamiento a un generador fo-

tovoltaico como instalación de autoconsumo.

En el ámbito europeo, es reseñable la aprobación de la metodología para calcular las necesidades de flexibilidad, cuyo primer resultado llegará a mediados de 2026, y que trazará un objetivo pre-

ciso sobre el volumen de almacenamiento requerido para integrar renovables, controlar rampas y corregir desviaciones de corto plazo. Será, sin duda, un documento que ocupará un lugar especial en nuestra biblioteca sectorial.

También, en el escenario europeo, ha nacido una línea de apoyo del Fondo de Innovación para descarbonizar el calor industrial (IF25 Heat), en la que el almacenamiento térmico se erige como pieza esencial para optimizar la economía del proceso y maximizar la integración de energías renovables. Esta línea apunta directamente al núcleo del “incremento de demanda eléctrica”, y por ello España aporta 30 M€ adicionales para proyectos de entre 3-5 MWt y otros 20 M€ para los que superen los 5 MWt. Con ello se da continuidad al impulso ya dado por Perte y Feder a esta tecnología, con la que ya se movilizan más de 150 MW y 1 GWh. La oportunidad aguarda, lista para quien quiera tomarla, especialmente para tejer sinergias con instalaciones de autoconsumo.

Finalmente, el gran debe del sector este año sigue siendo el almacenamiento hidráulico de energía. Los temores sobre los retrasos que ya anunciamos en septiembre respecto al Pnahe se están cumpliendo, como revela la licitación del contrato de servicios inicial que, después de más de cinco meses desde su lanzamiento, sigue sin resolverse. Mantenemos una actitud confiada sobre el plan, pero es imprescindible que su avance no frene ni condicione los proyectos que la iniciativa privada está impulsando con determinación.

Y respecto al porvenir, solo cabe volver a la visión de Asealen presentada en julio: doce puntos que delimitan su necesidad, lo qué es y lo qué no es; que muestran su capacidad para reducir costes energéticos en industria, agricultura y agua; para disminuir la dependencia de combustibles fósiles; para sostener nuevos proyectos renovables, optimizar redes y hacer de la demanda un actor flexible y activo para todos los consumidores. Y, por supuesto, recordar nuestro papel como vector clave en zonas de transición justa y en los sistemas insulares para avanzar, realmente, en una verdadera descarbonización. ■

