

EFE.COM

Lecciones aprendidas del apagón: cómo evitar que vuelva a ocurrir un ‘cero eléctrico’

Martes, 28 abril 2026

Marta Garijo | Madrid (EFE).- En el primer aniversario del apagón del 28 de abril, el sector defiende la robustez del sistema eléctrico español que ha impulsado su estabilidad con cambios en los procedimientos de operación, mientras el operador del sistema mantiene la operación reforzada con mayor presencia de ciclos combinados de gas, lo que encarece el precio mayorista. La península Ibérica vivió en 2025 un ‘cero eléctrico’ sin precedentes, del que se recuperó horas después, y que, según coinciden los informes publicados, se debió a un problema de tensión con una causa, que, en general, consideran «multifactorial». Las recomendaciones se enfocaron en medidas para fortalecer y mejorar la estabilidad de un sistema eléctrico cada vez más complejo, varias de ellas ya puestas en marcha. «Hoy tenemos un procedimiento de operación actualizado que permite a las renovables ayudar a controlar la tensión de forma dinámica», explica Marta Castro, directora de regulación de Aelec, la asociación que agrupa a grandes eléctricas como Iberdrola, Endesa o EDP, en declaraciones a EFE. Aunque «su despliegue aún es limitado», matiza Castro, dado que con los datos que disponen únicamente una centena de instalaciones pueden dar actualmente control dinámico de tensión.

Aumentar la estabilidad «La principal lección que podemos aprender del apagón es que un sistema eléctrico del siglo XXI no puede operarse con herramientas del siglo XX», destaca José María González, director general de Appa Renovables, a EFE. González señala que los cambios son «positivos» en la valoración general, porque se «ha avanzado en reforzar la supervisión y control del sistema, en impulsar el almacenamiento, en facilitar la electrificación de la demanda y en mejorar la capacidad de respuesta operativa». Ambos hacen referencia a la revisión del procedimiento de operación 7.4. que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) aprobó en junio de 2025 y entró en vigor a comienzos de este año, permitiendo a las renovables participar en el control dinámico de tensión previa habilitación de las plantas. Una norma técnica que saltó al debate político convirtiéndose en protagonista de buena parte de las preguntas en la comisión de investigación del Senado, donde se cuestionaron los detalles del mismo o si hubiera sido necesario haberlo revisado antes.

La fortaleza del sistema Juan de Dios López, director técnico de la Asociación Empresarial Eólica (AEE), explica a EFE, que España cuenta con un sistema eléctrico que es «referencia», aunque tiene sus particularidades al estar situado en un extremo de Europa, contar con una interconexión relativamente pequeña y una alta penetración de renovables. Dadas estas características, ahora se está analizando cómo ser «más resilientes» ante posibles variaciones de tensión. Al hilo de estos cambios, José Donoso, director general de la Unión Española Fotovoltaica (UNEF), asegura a EFE que la regulación debe «acompañar y prever, no puede ir por detrás, tiene que ir por delante de la sociedad y de los avances tecnológicos». En los últimos años, España ha incrementado la penetración de renovables en su ‘mix’ hasta situarse en el 55,5 % de la generación en 2025. «Históricamente, no solo en España, también en el resto de los países del mundo, las energías se producían con máquinas síncronas, con elementos que producían un movimiento de unas masas rodantes que le daban al sistema una seguridad prácticamente absoluta», explicaba en

febrero el consejero delegado de Iberdrola España, Mario Ruiz-Tagle, en la comisión de investigación del Senado. Ruiz-Tagle añadía que «los sistemas de generación fotovoltaica o eólica basados en electrónica de potencia son propensos a recibir esas oscilaciones y las gestionan con menos resiliencia con la que lo hacen las máquinas síncronas». En este contexto, además de los cambios de operación impulsados por la CNMC, el Gobierno aprobó en noviembre un real decreto para incrementar la supervisión, fomentar el almacenamiento o impulsar la electrificación. El papel de los ciclos combinados En paralelo, el operador del sistema -Red Eléctrica- opera desde el día siguiente del apagón con la conocida como «operación reforzada», que en la práctica supone aumentar la programación de ciclos combinados, que generan electricidad a partir de gas natural y aportan estabilidad, pero aumentan el precio de la electricidad en el mercado mayorista. El coste de esta operación reforzada hasta el 31 de marzo de este año, según los últimos cálculos de Red Eléctrica, asciende a 666 millones de euros, lo que implica un coste de 4 céntimos al día para un usuario de Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVCP) con un consumo medio mensual de 300 kWh. «El sistema gasista y los ciclos combinados han demostrado ser piezas insustituibles para garantizar ese equilibrio, y su papel no es coyuntural sino estructural, de presente y de futuro», señalan a EFE fuentes de Sedigas. En plena revisión del marco retributivo del sistema gasista para 2027-2032 las mismas fuentes instan a que este sea «estable y suficiente» para unas infraestructuras que «sostuvieron al país en su momento más crítico». El apagón también ha avivado el debate alrededor del cierre planificado de las centrales nucleares, un calendario pactado por las empresas propietarias y Enresa en 2019, pero que algunas voces demandan prolongar. Marta Ugalde, presidenta de Foro Nuclear, apuntaba recientemente que «en 2025, las centrales nucleares españolas volvieron a demostrar que son una tecnología firme, predecible y estable». Por el momento, se ha solicitado la prórroga del cierre de la central de Almaraz.