

Un año del gran apagón: más ciclos combinados, nuevas reglas y renovables aún en transición hacia la estabilidad del...

- Durante estos doce meses se han aprobado modificaciones normativas, se han desplegado medidas operativas extraordinarias y se ha abierto un debate estructural sobre el papel de las energías renovables en la estabilidad de la red.



El BID otorga un préstamo de 60 millones de euros a Paraguay para ampliar su red de transmisión eléctrica.

<https://elperiodicodelaenergia.com/un-ano-del-gran-apagon-mas-ciclos-combinados-nuevas-reglas-y-renovabl...>

Sandra Acosta

Martes, 28 abril 2026

Durante estos doce meses se han aprobado modificaciones normativas, se han desplegado medidas operativas extraordinarias y se ha abierto un debate estructural sobre el papel de las energías renovables en la estabilidad de la red

Un año después del gran apagón que dejó sin electricidad a la Península Ibérica el 28 de abril de 2025, el sistema eléctrico español opera bajo un nuevo paradigma de prudencia técnica, vigilancia reforzada y reformas regulatorias aún incompletas. El incidente, que evidenció debilidades en el control de tensión, en la programación de generación síncrona y en los procedimientos de operación ante perturbaciones rápidas, ha provocado un giro silencioso pero profundo en la forma en que se garantiza la seguridad del suministro.

Durante estos doce meses **se han aprobado modificaciones normativas, se han desplegado medidas operativas extraordinarias y se ha abierto un debate estructural sobre el papel de las energías renovables en la estabilidad de la red.** Sin embargo, la mayoría de las actuaciones adoptadas hasta ahora tienen carácter transitorio o correctivo, y siguen coexistiendo con discrepancias entre el

operador del sistema, el Gobierno, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) y las compañías eléctricas sobre responsabilidades, costes y prioridades técnicas.

Una operación del sistema más conservadora: el regreso del respaldo térmico

La principal medida aplicada desde el apagón no ha sido tecnológica ni normativa, sino operativa. Red Eléctrica ha reforzado de forma sistemática la programación preventiva del sistema mediante la activación de lo que el sector denomina “operación reforzada”: una mayor presencia de generación síncrona —especialmente ciclos combinados— en reserva o en funcionamiento para garantizar capacidad de control de tensión e inercia ante posibles perturbaciones.

Este cambio supone un giro relevante respecto a la operación habitual previa al incidente, caracterizada por una mayor optimización económica del mix. Ahora la prioridad es la seguridad. El resultado es una menor participación efectiva de renovables en determinadas horas del despacho eléctrico, desplazadas por centrales de gas que actúan como respaldo dinámico ante oscilaciones de tensión o frecuencia.

El coste de esta estrategia ha sido significativo —miles de millones de euros— y ha alimentado el debate político y sectorial sobre el llamado “recargo antiapagón”, asociado al incremento del uso de servicios de ajuste y reservas operativas.

El nuevo procedimiento P.O. 7.4: las renovables empiezan a participar en el control dinámico de tensión

Uno de los cambios regulatorios más relevantes tras el apagón ha sido la aprobación del nuevo procedimiento de operación 7.4, que permite por primera vez que instalaciones renovables participen de forma activa en el control dinámico de tensión del sistema eléctrico.

Tradicionalmente, este servicio había recaído en **generación síncrona** —centrales térmicas e hidráulicas—, mientras que la generación eólica y fotovoltaica mantenía obligaciones limitadas. El nuevo marco abre la puerta a una participación más equilibrada en la provisión de potencia reactiva y servicios de estabilidad.

Red Eléctrica ha comenzado ya a habilitar las primeras instalaciones renovables para prestar este servicio tras la aprobación del procedimiento por la CNMC en 2025.

Sin embargo, **la implantación real avanza con lentitud**. Apenas unas pocas centenas de instalaciones están prestando actualmente control dinámico de tensión, en parte porque el esquema retributivo vigente —en torno a 1 €/MVar— es considerado **insuficiente** por el sector. La CNMC mantiene abierto el análisis sobre posibles ajustes de esta remuneración, pero todavía no ha adoptado una decisión definitiva.

En términos técnicos, el cambio es relevante: la electrónica de potencia de la generación renovable permite inyectar o absorber reactiva con rapidez y precisión, lo que puede convertirla en un actor clave para estabilizar la red en escenarios de alta penetración renovable.

Cambios urgentes en los procedimientos de operación del sistema

Más allá del P.O. 7.4, el operador del sistema solicitó tras el incidente modificaciones urgentes en varios procedimientos adicionales, entre ellos los P.O. 3.1, 3.2 y 7.2, con el objetivo de reforzar la capacidad de respuesta ante variaciones bruscas de tensión y mejorar la seguridad del suministro en el sistema peninsular.

La CNMC **aprobó estas modificaciones con carácter temporal** como parte de un paquete de medidas de emergencia destinado a ampliar las herramientas operativas disponibles para el operador del sistema.

Posteriormente, el regulador volvió a intervenir en 2026 para mantener ajustes provisionales en estos procedimientos mientras se evalúa su impacto y se estudian soluciones estructurales permanentes.

Estas modificaciones afectan a la programación de generación, a la gestión de restricciones técnicas y a los servicios de regulación secundaria, todos ellos elementos críticos en la prevención de colapsos en cascada como el registrado en abril de 2025.

Compensadores síncronos: recuperar inercia sin aumentar emisiones

Otra de las líneas de actuación abiertas tras el apagón es el despliegue progresivo de **compensadores síncronos**, equipos capaces de aportar inercia eléctrica y soporte de tensión sin necesidad de generar energía activa.

Su función es esencial en sistemas con elevada penetración renovable, donde disminuye la masa rotatoria conectada directamente a la red. Estos dispositivos permiten **estabilizar la frecuencia y mejorar la respuesta ante perturbaciones rápidas** sin recurrir necesariamente a centrales térmicas en operación continua.

Aunque su despliegue aún es incipiente, forman parte del conjunto de soluciones estructurales destinadas a adaptar la red a un sistema eléctrico con menor generación convencional.

Rampas más lentas: estabilidad a costa de producción renovable

Otro cambio significativo adoptado tras el incidente afecta a la velocidad de respuesta de las instalaciones renovables. Las rampas de subida y bajada de potencia pasaron a programarse en intervalos de quince minutos, con el objetivo de evitar variaciones bruscas de tensión asociadas a cambios rápidos de generación.

La medida **mejora la estabilidad del sistema en situaciones de estrés operativo**, pero tiene un efecto directo sobre la producción efectiva de las instalaciones, que pierden capacidad de ajuste fino al mercado y reducen su flexibilidad comercial.

Se trata de una solución típicamente operativa, diseñada para reforzar la seguridad del sistema a corto plazo mientras se desarrollan herramientas estructurales de control dinámico más avanzadas.

Informes técnicos y responsabilidades aún abiertas

Un año después del apagón, la investigación técnica continúa teniendo un carácter **multifactorial** . Los análisis europeos y nacionales coinciden en que el colapso no respondió a una única causa, sino a una **secuencia encadenada de fallos operativos, regulatorios y técnicos** vinculados en gran medida al control de tensión y a la respuesta dinámica del sistema ante perturbaciones rápidas.

La CNMC ha incoado expedientes sancionadores a varias empresas eléctricas y agentes del sistema tras detectar posibles incumplimientos operativos relacionados con el incidente, sin que por ahora exista una atribución definitiva de responsabilidades.

En paralelo, el Gobierno ha insistido durante el último año en acelerar la implantación de nuevas herramientas de estabilidad del sistema eléctrico, especialmente aquellas relacionadas con el control de tensión y la participación activa de la generación renovable en servicios de ajuste, mientras el operador del sistema ha reforzado los criterios de programación preventiva.

Un sistema más seguro, pero todavía en transición

El balance del primer año tras el apagón **muestra un sistema eléctrico más prudente en su operación diaria** , con mayor presencia de generación síncrona en reserva, nuevas obligaciones regulatorias para las renovables y una revisión en marcha de los procedimientos técnicos de operación.

Sin embargo, buena parte de las soluciones adoptadas siguen siendo transitorias. El despliegue completo del control dinámico de tensión por parte de la generación renovable, la implantación generalizada de compensadores síncronos y la revisión del marco retributivo de los servicios de estabilidad serán determinantes para consolidar un modelo operativo capaz de integrar altos niveles de generación renovable sin comprometer la seguridad del suministro.

El gran apagón no cambió la dirección de la transición energética, pero sí alteró su velocidad y sus prioridades técnicas. Un año después, la principal lección asumida por el sistema eléctrico español es que la estabilidad ya no puede darse por garantizada: debe construirse activamente en cada programa diario de operación.