



Hoy en Consejo de Ministros

Se presenta el informe del Comité de análisis de la crisis eléctrica del 28 de abril

- El cero eléctrico se produjo por un problema de sobretensión con un origen multifactorial: el sistema contaba con una capacidad de control de tensión insuficiente, se produjeron oscilaciones que condicionaron la operación del sistema y se desconectaron instalaciones de generación, en algunos casos de un modo aparentemente indebido
- El Gobierno aprobará en el próximo Consejo de Ministros un paquete de medidas para incrementar la robustez del sistema eléctrico

17 de junio de 2025- La vicepresidenta y ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, Sara Aagesen, ha presentado hoy al Consejo de Ministros el informe del Comité para el análisis de las circunstancias que concurrieron en la crisis de electricidad del 28 de abril de 2025, aprobado esta misma mañana por el Consejo de Seguridad Nacional. El documento concluye que el incidente tuvo un origen multifactorial, con una cascada temporal de sucesos que desequilibraron progresivamente el sistema y culminaron con el cero eléctrico peninsular por sobretensión. También incluye una batería de recomendaciones que abarcan desde mejorar el control y la supervisión del comportamiento de los agentes hasta el aumento del nivel de interconexión con Francia.

“En 49 días, prácticamente la mitad del plazo establecido por la UE, el Comité ha proporcionado un diagnóstico riguroso y contrastado que nos permitirá fortalecer el sistema eléctrico, una base sólida sobre la que podemos trabajar para diseñar respuestas rápidas con el objetivo de que no vuelva a repetirse. El Consejo de Ministros de la próxima semana aprobará varias medidas relevantes.”, ha resaltado la vicepresidenta.

MÁS DE 300 GB DE INFORMACIÓN ANALIZADOS

El Comité ha contado con dos grupos de trabajo, el Grupo de Trabajo de Ciberseguridad y Sistemas Digitales y el Grupo de Trabajo de Operación del Sistema Eléctrico, que han analizado más de 300 GB de información. El primero ha realizado la mayor investigación sobre ciberseguridad de la historia de España; con la participación de más de 75 expertos, ha analizado 133 GB de datos y ha



descartado la posibilidad de que el incidente respondiese a un ciberataque, ni en las instalaciones del Operador del Sistema, ni en los centros del control, ni en los centros de generación analizados. El Grupo de trabajo de operación, por su parte, ha realizado 770 solicitudes de información y ha analizado 170 GB de información.

CRONOLOGÍA DEL INCIDENTE

El Comité ha identificado una sucesión de hechos que permite establecer una cronología del incidente del que se desprenden varias conclusiones.

FASE 0: Inestabilidad de tensión. Durante los días previos al incidente hubo alteraciones de las tensiones y en la mañana del día 28 las tensiones variaban con más intensidad de lo normal.

FASE 1: Oscilaciones en el sistema (12.00 h – 12.30 h). A las 12.03 h se registró una oscilación atípica, de 0,6 Hz, que durante 4,42 minutos provocó grandes fluctuaciones de tensión. Esta oscilación obligó al Operador del Sistema a aplicar las medidas protocolizadas para amortiguarla, como aumentar el mallado de la red –restringido por la baja demanda– o reducir el flujo de interconexión con Francia. Todas estas actuaciones amortiguaron la oscilación, pero tuvieron como efecto secundario un incremento de las tensiones.

A las 12.16 h se volvió a registrar la misma oscilación, más pequeña, y a las 12.19 h otra oscilación más, de 0,2 Hz, en este caso, con las características habituales de estos fenómenos europeos. El Operador del Sistema aplicó las mismas medidas para amortiguarla, que igualmente contribuyeron a aumentar la tensión.

FASE 2: Pérdidas de generación (12.32.57 – 12.33.18). La tensión empezó a subir de forma rápida y sostenida, y se registraron numerosas y progresivas desconexiones de instalaciones de generación en Granada, Badajoz, Segovia, Huelva, Sevilla, Cáceres y otras provincias.

FASE 3: Colapso (12.33.18 – 12.33.30). El progresivo incremento de tensión produjo una reacción en cadena de desconexiones por sobretensión que no fue posible contener, puesto que cada una de las desconexiones contribuyó a nuevas alzas en las tensiones. También se registró una caída de frecuencia que derivó en la pérdida del sincronismo con Francia, el disparo de la interconexión con el resto del continente y el cero eléctrico peninsular.

RÁPIDA REPOSICIÓN DEL SUMINSTRO



El suministro empezó a reponerse gracias a las aportaciones de energía de las interconexiones con Francia y Marruecos, y de la producción de centrales de arranque autónomo (hidroeléctricas) en la cuenca del Duero y otros puntos peninsulares, que fueron conformando islas crecientes de energía. Como resultado, a las 22.00 h casi el 50% de la demanda del país tenía electricidad, y esta cobertura siguió creciendo hasta el 99,95% a las 7.00 h del día 29.

A pesar de que la reposición se ha considerado un modelo internacional, en el análisis del Comité se han identificado posibles mejores prácticas.

PRINCIPALES CONCLUSIONES

El análisis del incidente realizado por el Comité permite concluir que el cero eléctrico tuvo un origen multifactorial, en el que confluyeron tres elementos:

1.- El sistema mostraba una capacidad de control de tensión insuficiente por dos motivos. Uno, el día 27, anterior al incidente, el Operador del Sistema programó la actividad de 10 centrales síncronas con capacidad para regular tensión el día 28 de acuerdo con su consigna. El número final de centrales síncronas acopladas fue el más bajo desde el inicio de año.

Y dos, varias de las centrales capaces de regular la tensión –y retribuidas específicamente por ello al haber sido programadas por restricciones técnicas con esta finalidad– no respondieron adecuadamente a las consignas del Operador del Sistema para reducirla; alguna, incluso, produjo energía reactiva, lo contrario de lo requerido, contribuyendo a incrementar el problema.

2.- Se produjeron las oscilaciones. Las oscilaciones –la primera de las cuales, la atípica, tuvo su origen en una instalación en la península ibérica– obligaron a modificar la configuración del sistema, incrementando las dificultades para estabilizar la tensión. Tras la segunda oscilación, el Operador del Sistema reclamó la disponibilidad de una central capaz de contribuir a regular la tensión, pero fue técnicamente imposible que lo hiciera antes del colapso.

3.- Se desconectaron centrales de generación, algunas de un modo aparentemente indebido. Algunas de las desconexiones de las centrales de generación se habrían producido antes de superarse los umbrales de tensión establecidos por la normativa para ello (entre 380 kV y 435 kV en la red de transporte), mientras que otras desconexiones sí se produjeron una vez se superaron dichos límites para proteger las instalaciones.



Una vez iniciada la reacción en cadena, las protecciones habituales del sistema eléctrico no pudieron detener ni contener este proceso. Algunas de estas protecciones, como los deslastres, pudieron incluso contribuir al fenómeno de sobretensión al descargar todavía más las líneas, contribuyendo al alza de las tensiones, porque actuaron para compensar la caída de generación y no para gestionar la tensión.

En resumen, faltaron recursos de control de tensión, bien porque no estaban programados en suficiencia, bien porque los que estaban programados no la proporcionaban adecuadamente, o bien por una combinación de ambos, pero no porque faltaran en el país; había un parque de generación más que suficiente para responder.

PRINCIPALES RECOMENDACIONES

A la vista de las conclusiones obtenidas en el análisis, el Comité propone una serie de actuaciones para evitar que se repita un incidente de este tipo, entre las que destaca el refuerzo de la supervisión y la verificación del cumplimiento de las obligaciones por parte de todos los agentes del sistema eléctrico, así como medidas técnicas que refuercen las capacidades para el control de tensión y protección contra las oscilaciones en el sistema. En este punto es clave la implementación del PO 7.4, en manos de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), que permitirá a las instalaciones asíncronas aplicar soluciones de electrónica de potencia para gestionar las variaciones tensión y puede contribuir a ahorrar costes al entrar las tecnologías más competitivas.

Además, se propone aumentar la demanda y la flexibilidad del sistema eléctrico. A todo ello contribuirán la Planificación de Electricidad 2025-2030 –que priorizará los consumos industriales–, el incremento de la capacidad de almacenamiento y una revisión de la regulación de los servicios de ajuste y las restricciones técnicas del sistema.

Igualmente se debe mantener la prioridad gubernamental de incrementar el nivel de interconexión con nuestros países vecinos.

Respecto a la ciberseguridad, se propone agilizar la trasposición de normativa europea y tienen que aplicarse controles y segmentación de redes, e implementar sistemas de detección y correlación de eventos, que proporcionen un mayor nivel de vigilancia.



TRANSPARENCIA Y CONFIDENCIALIDAD

El Comité ha encontrado restricciones a la hora de acceder a toda la información solicitada por parte de varios agentes del sistema. Una vez concluido su trabajo, y siempre dentro de las condiciones de transparencia y confidencialidad con que se ha conducido, pondrá en conocimiento de la CNMC aquellas cuestiones que merecen ser estudiadas para, en su caso, abrir los correspondientes procedimientos administrativos, con todas las garantías, y todas sus consecuencias.