

ARTÍCULO ORIGINAL

LAS DINÁMICAS QUE CONDUJERON AL APAGÓN* The dynamics that led to the blackout

José Luis Sancha Gonzalo

Dr. Ingeniero Industrial, Universidad Politécnica de Madrid. Ingeniero eléctrico de la ETSI del ICAI.
Investigador Invitado del Instituto de Investigación Tecnológica IIT de la U. Comillas, Madrid
jsancha@comillas.edu

RESUMEN

El apagón del 28 de abril de 2025 en la península ibérica constituye un evento extraordinario, sin precedentes en el sistema eléctrico europeo ENTSO-E. Este trabajo revisa el estado actual de los informes disponibles sobre sus causas, con especial atención al informe factual elaborado por el Panel de Expertos constituido conforme al Reglamento (UE) 2017/1485. A partir de dicho informe, se describen las principales dinámicas observadas en los treinta minutos previos al apagón, caracterizadas por dos episodios relevantes de oscilaciones de tensión y frecuencia con un amortiguamiento claramente insuficiente. El análisis aborda los fundamentos técnicos necesarios para interpretar estos fenómenos, el papel de los sistemas automáticos de control y protección, y las actuaciones de los operadores. Asimismo, se examina la secuencia de desconexiones de generación que dio lugar a un proceso en cascada de sobretensiones y subfrecuencia, culminando en la pérdida de sincronismo del sistema ibérico con Europa. El trabajo pone de relieve las limitaciones de la información actualmente disponible y subraya la necesidad de completar el análisis para evaluar adecuadamente el comportamiento de los equipos y la eficacia de los mecanismos de seguridad.

PALABRAS CLAVE: Apagón eléctrico, Oscilaciones de tensión y frecuencia, Estabilidad del sistema eléctrico, Control de tensión, Amortiguamiento de oscilaciones, Sincrofasores.

ABSTRACT

The blackout that occurred on April 28, 2025, in the Iberian Peninsula represents an extraordinary event with no precedent in the European ENTSO-E power system. This paper reviews the current status of the available reports on its causes, with particular focus on the factual report produced by the Expert Panel established under Regulation (EU) 2017/1485. Based on this report, the main system dynamics observed during the thirty minutes preceding the blackout are described, notably two significant episodes of voltage and frequency oscillations with clearly insufficient damping. The analysis introduces the technical fundamentals required to interpret these phenomena, examines the role of automatic protection and control systems, and reviews the actions undertaken by system operators. The sequence of generation disconnections that triggered a cascading process of overvoltages and underfrequency, ultimately leading to the loss of synchronism of the Iberian system with the rest of Europe, is also discussed. The paper highlights the limitations of the information currently available and stresses the need for further analysis to properly assess equipment performance and the effectiveness of system security mechanisms.

KEYWORDS: Power blackout, Voltage and frequency oscillations, Power system stability, Voltage control, Oscillation damping, Phasor Measurement Units PMU.

* Sesión académica de la RADE celebrada el 14-01-2026 con el título *El apagón de 28 de abril de 2025: los informes sobre sus causas y las consecuencias regulatorias*. <https://www.rade.es/pagina.php?item=1983>

1. INFORME FACTUAL DEL PANEL DE EXPERTOS

El incidente se ha clasificado como un evento de escala 3 (el nivel más alto en términos de gravedad) de conformidad con el artículo 15(5) del Reglamento (UE) 2017/1485 de la Comisión, de 2 de agosto de 2017.

En consecuencia, de conformidad con el mismo marco legal, se constituyó un Panel de Expertos, que comenzó a investigar el incidente el 12 de mayo de 2025 con el objetivo de emitir un informe fáctico y final. De acuerdo con la metodología del ICS, el Panel de Expertos está compuesto por representantes de los operadores afectados y no afectados, la Agencia para la Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER), las Autoridades Reguladoras Nacionales (ARN), los Centros de Coordinación Regional (CCR) y coordinadores de los organismos ENTSO-E pertinentes. El Panel está dirigido por dos expertos operadores, no directamente afectados por el incidente, y está compuesto por 45 expertos de toda Europa.

El 3 de octubre de 2025, seis meses después del incidente, el Panel de Expertos publicó su informe factual, es decir, de hechos, sin delimitar responsabilidades y dejando muchos temas importantes pendientes de evaluación posterior. El informe está en inglés, siendo su lectura muy recomendable a lo largo de sus 264 páginas y cientos de figuras, gráficos y tablas.

Comenzaré citando una frase del informe que tiene para mí resonancias de grandes obras literarias, como el arranque del Quijote, Moby Dick, Cien años de soledad o La Metamorfosis.

La frase dice: “En los 30 minutos previos al apagón, la Península Ibérica se vio afectada por dos fenómenos de oscilación importantes: fluctuaciones periódicas de todas las magnitudes eléctricas, como la frecuencia, la magnitud de la tensión y la potencia activa y reactiva”.

2. PLAN DE MI PRESENTACIÓN

En lo que sigue me propongo ahondar en esta frase, en base a tres acciones concretas:

- Recuperar nociones básicas sobre los sistemas eléctricos
- Orientar sobre las dinámicas que condujeron al apagón
- Guiar a través de la ingente documentación acumulada

Se trata de un plan muy concreto, adaptado a la audiencia del acto y al estado actual de los informes. El objetivo es facilitar la plena participación, con criterios propios y fundamentados, de todas las personas interesadas en el debate que se vivirá en España en los próximos meses.

Recuperar nociones básicas sobre los sistemas eléctricos

En corriente alterna, la tensión es una onda sinusoidal definida por su amplitud máxima y por su periodo. Sin embargo, en la práctica para su magnitud se utiliza el valor eficaz (valor continuo equivalente en sus efectos). El otro parámetro que define la tensión es la frecuencia, el valor inverso del del periodo.

Así, por ejemplo, una tensión alterna de 220 V, 50 Hz, es una onda senoidal de 310 V de amplitud máxima y 20 ms de periodo.

Ambos parámetros son importantes y están sometidas a control en los sistemas eléctricos.

Una tensión por encima de su valor normal, sobretensión, puede ocasionar la pérdida del aislamiento, con la consiguiente aparición de un cortocircuito que conlleva la destrucción del equipo. También una tensión inferior a la normal, subtensión, puede afectar el buen funcionamiento de los equipos, llegando incluso a bloquear su utilización.

En la práctica, los sistemas eléctricos definen unos niveles de tensión nominales y unos niveles extraordinarios, por encima y por debajo, que pueden ser aceptables durante unos tiempos determinados.

En cuanto a la frecuencia, es imprescindible que la tensión de los sistemas eléctricos conectados tenga la misma frecuencia. No solo eso, también es importante que las oscilaciones de la frecuencia que se produzcan, por la causa que sea, se amortigüen rápidamente para evitar la aparición de incidentes, relacionados con las aceleraciones y frenados en los generadores que pueden ocasionar desgastes y averías, con mal funcionamiento de protecciones y con problemas en la operación del sistema.

En la práctica, los sistemas eléctricos definen el valor nominal de la frecuencia y un amortiguamiento mínimo de las oscilaciones de la frecuencia que eventualmente puedan aparecer. En el sistema ENTSO-E este amortiguamiento mínimo es del 5%, al considerarse que por debajo de ese valor las oscilaciones podrían persistir y amplificarse, comprometiendo la estabilidad del sistema.

¿Cómo se mide la tensión y el resto de magnitudes eléctricas que mencionaba el Panel de Expertos en la frase citada anteriormente?

Los equipos de medición más modernos utilizados en los sistemas eléctricos son los sincrofasores (PMU, Phasor Measurement Units), que muestrean la onda de la tensión miles de veces por segundo, convierten la onda en un fasor cuyo módulo es su valor eficaz y cuya velocidad de giro se corresponde con su frecuencia. Estos sincrofasores están sincronizados vía GPS con una precisión de microsegundos, de forma que es posible analizar la tensión en diferentes nudos de la red de forma simultánea.

De la misma forma se mide la intensidad que circula por los circuitos.

La potencia instantánea es el producto de la tensión y de intensidad. La potencia activa es el valor medio de la potencia instantánea, resultando ser igual al producto del valor eficaz de tensión por el valor eficaz de la intensidad y por el coseno del ángulo de desfase entre ambas ondas. La potencia reactiva se define como el producto del valor eficaz de tensión por el valor eficaz de la intensidad y por el seno del ángulo de desfase entre ambas ondas.

¿Cómo sería la representación en el tiempo del valor de la tensión, de su frecuencia, de la intensidad, y de las potencias activa y reactiva en un sistema estable?

En un sistema estable, todas esas magnitudes tendrían un valor constante dentro de márgenes muy estrechos fijados por la normativa.

Por el contrario, si los parámetros de la tensión, en su magnitud o en su frecuencia, no se mantienen fijos se dice que el sistema está perturbado, está sufriendo una inestabilidad potencialmente peligrosa, atendiendo a los problemas, antes mencionados, de sobretensión, subtensión y falta de amortiguamiento en las oscilaciones.

El informe del Panel de Expertos examina desde un punto de vista teórico los diversos tipos de inestabilidades y, en concreto, la que afectó a la península ibérica ese día, ilustrando con diferentes datos las dos oscilaciones que ocurrieron en la media hora previa al apagón.

3. DOS OSCILACIONES

A las 12:03 se detecta una oscilación de la tensión que dura 4 minutos 42 segundos.

En algunos nudos de la red española de 400 kV la oscilación provoca la aparición de momentos de subtensión, al descender la tensión por debajo de 375 kV, que es el límite de operación normal. Finalizada la oscilación, la subtensión queda corregida, aunque las tensiones de los nudos están por encima de los valores iniciales.

Esa oscilación también se refleja en la frecuencia de la tensión. El problema relevante aquí es la falta de amortiguamiento. Un amortiguamiento del 5% se correspondería con una oscilación que apenas durase unas pocas decenas de segundos. Únicamente en los últimos segundos de la oscilación se aprecia la existencia de un amortiguamiento compatible con el exigido por el ENTSO-E.

La oscilación de las 12:19 es bastante similar a la anterior. En la oscilación de la tensión sin embargo no se aprecian momentos de subtensión. La oscilación de la frecuencia se mantiene

durante 3 minutos 20 segundos que, de forma similar a la primera, solo se amortigua en los últimos segundos.

¿Qué problemas reflejan esas oscilaciones?

Las variaciones de la tensión y de la frecuencia reflejan falta de control de las tensiones y falta de amortiguamiento de las oscilaciones de frecuencia.

Los sistemas eléctricos están dotados de sistemas automáticos encargados de estas funciones y, adicionalmente, establecen protocolos de actuación de los operadores para, de forma manual, complementar la actuación de los sistemas automáticos.

Consideremos en primer lugar el problema del control de tensiones

En corriente alterna, la amplitud de la onda de la tensión está directamente relacionada con la potencia reactiva. La inyección de reactiva en un nudo ocasiona un incremento de la tensión y, viceversa, la absorción de reactiva provoca una reducción.

Se trata, por consiguiente, de un control local, que afecta a las tensiones de la red más próxima, lo que implica que disponer de recursos de control de tensión en una parte de la red no compensa la ausencia de dichos recursos en otra.

A su vez, la variación de reactiva puede hacerse de diversas formas.

Los generadores y los equipos electrónicos tipo FACTS, STATCOM, HVDC, Compensadores síncronos, etc., lo hacen automáticamente y de forma continua en función del valor objetivo de la tensión.

Los operadores pueden actuar manualmente, de forma discreta, para inyectar reactiva conectando líneas en la red o desconectando reactancias. En sentido contrario, para absorber reactiva se desconectan líneas o conectan reactancias.

En la media hora previa al apagón, el control de la tensión en el sistema español se puede resumir así:

- Generación síncrona (hidráulica, ciclos combinados, nuclear) que efectúa un control dinámico de la tensión siguiendo la referencia de tensión enviada por el operador del sistema OS.
Había 44 generadores en servicio, de los cuales 10 grupos térmicos fueron programados con la finalidad exclusiva de controlar la tensión, 3 nucleares y 7 ciclos de gas (uno de éstos se declaró indisponible pero el OS no lo sustituyó).
- Generación asíncrona

Cientos de instalaciones eólicas y fotovoltaica, cuya contribución de potencia reactiva se hace en función de la potencia activa que generan.

- Equipos electrónicos.
Había un STATCOM en el nudo de Vitoria y un HVDC en la interconexión España-Francia.
- Medidas tomadas por operadores.
Entre las 12:04 y las 12:07 desconectaron 4 reactancias y conectaron 5 líneas.
Entre las 12:17 y las 12:24 desconectaron 4 reactancias y conectaron 2 líneas.
Entre las 12:26 y las 12:28 conectaron 5 reactancias.

¿Qué papel jugaron en esa media hora?

No se dispone de toda la información requerida para efectuar un juicio particularizado. No obstante, el informe del Panel de Expertos aporta mucha información de interés.

- Generación síncrona.
El informe resta importancia al efecto de la indisponibilidad de uno de los grupos programados. El OS gestiona la seguridad en tiempo real y a lo largo del día 28 de abril consideró que no era necesario.
El informe presenta varios gráficos en los que se recogen, hora a hora, el dato agregado (de todas las unidades síncronas mayores de 100 MW) de la potencia reactiva que debían aportar y la que realmente proporcionaban. Aunque se afirma que estos datos deberán analizarse en mayor profundidad, los gráficos revelan claras diferencias entre ambos valores. El informe presenta este mismo tipo de gráficos para el sistema portugués y aquí, sin embargo, las diferencias son inapreciables.
El informe constata estas desviaciones, pero no permite concluir si los sistemas de control funcionaban conforme a los parámetros exigidos, si las consignas eran adecuadas al contexto dinámico observado o si los modelos utilizados reproducen fielmente el comportamiento real de las instalaciones.
- Generación asíncrona.
El informe presenta gráficos similares a los anteriormente mencionados, con el dato agregado (de todas las instalaciones eólicas y fotovoltaicas mayores de 1 MW) de la potencia reactiva que debían aportar y la que realmente proporcionaban, en los que también se aprecian claras diferencias.
- Equipos electrónicos.
Aunque se analiza su funcionamiento desde el punto de vista descriptivo, el informe no evalúa de forma concluyente si la actuación de estos equipos fue suficiente, insuficiente o irrelevante para la evolución de las perturbaciones observadas.
- Medidas tomadas por operadores.

La desconexión de reactancias y conexión de líneas aumentaron la tensión de la red, contribuyendo de ese modo a superar los problemas de subtensiones ocasionados para la primera de las oscilaciones.

Durante la segunda oscilación, las figuras aportadas por los informes no revelan nudos con tensiones inferiores a 380 kV en la red de 400 kV, lo que haría innecesaria la desconexión de las 4 reactancias entre las 12:17 y las 12:24. De hecho, se conectaron 5 reactancias inmediatamente después del final de la oscilación, entre las 12:26 y las 12:28. Al final de las oscilaciones, se aprecia una subida general de las tensiones de la red, con algunos nudos por encima de 420 kV en la red de 400 kV.

En relación con este tema del control de tensiones, es significativo mencionar tres decisiones importantes tomadas tras el apagón.

- Modo reforzado de operación.

El OS está aplicando el denominado “modo reforzado de operación”, que, en la práctica, significa la programación por restricciones técnicas de más unidades síncronas, específicamente destinadas al control de las tensiones de la red.

Responsables del OS han valorado en manifestaciones públicas el sobre coste para los consumidores de este modo reforzado en 422 millones de euros entre mayo y octubre, sin que hayan aportado datos ni metodología que avale esta cantidad.

- Control de tensión dinámico de generadores eólicos y fotovoltaicos.

Por Resolución de 12 de junio de 2025, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia CNMC, se modifican los procedimientos de operación para el desarrollo de un servicio de control de tensión en el sistema eléctrico peninsular español. Se faculta a la generación eólica y fotovoltaica a participar en el control dinámico de la tensión, estando actualmente en marcha las pruebas de habilitación correspondientes.

- Compensadores síncronos.

Por Resolución de 10 de julio de 202, de la Secretaría de Estado de Energía del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico MITECO, se incorporan en la red eléctrica peninsular ocho compensadores síncronos, dentro de las Actuaciones específicas para aumentar la resiliencia de la red eléctrica.

Consideremos ahora el problema del amortiguamiento de las oscilaciones

En corriente alterna, la frecuencia de la onda de la tensión está directamente relacionada con la velocidad de giro de los generadores síncronos. Si la generación equilibra exactamente a la demanda la frecuencia es estable. Cualquier perturbación en el sistema que las desequilibre se traduce en una desviación de la velocidad de giro de los generadores y, en consecuencia, de la frecuencia de la onda de la tensión.

La desviación de frecuencia puede ser corregida sin mayores consecuencias por la actuación de la regulación primaria de los generadores síncronos y de la regulación secundaria y terciaria de los generadores bajo la batuta del OS. Su amplitud es inversamente proporcional a la inercia proporcionada por los generadores y su duración depende de la velocidad de actuación de los reguladores.

Sin embargo, ciertas perturbaciones pueden provocar desviaciones de la frecuencia en forma de oscilaciones, de mayor o menor amplitud y de mayor o menor duración, en las que el dato esencial es el grado de su amortiguamiento, que como se ha mencionado, no debería ser inferior al 5%. Los generadores síncronos que disponen de equipos amortiguadores denominados PSS (Power System Stabilisers) y los equipos electrónicos tipo FACTS, STATCOM, HVDC, etc., amortiguan automáticamente las oscilaciones.

Los operadores pueden actuar manualmente, de forma discreta, reforzando la red mediante la conexión de líneas y la reducción de la exportación de potencia a los sistemas vecinos.

Las dos oscilaciones ocurridas en la media hora previa al apagón presentan grandes similitudes. La amplitud de la oscilación de frecuencia es importante, superior a 70 mHz en la primera y a 200 mHz en la segunda. La duración también es notoriamente prolongada, 4 minutos 42 segundos la primera y 3 minutos 20 segundos la segunda. Finalmente, solo se amortiguan en la última parte de la oscilación, incumpliendo la norma del 5%.

El análisis espectral de las oscilaciones, realizado mediante una transformada rápida de Fourier en todos los sincrofasores PMU instalados en el sistema europeo, muestra dos frecuencias fundamentales: una de 0,22 Hz y otra de 0,63 Hz. La primera corresponde a la frecuencia típica de oscilación interárea, que afecta a todo el sistema europeo desde Portugal a Turquía, mientras que la segunda sugiere una perturbación local en la zona de Badajoz.

En esa media hora previa al apagón, el control del amortiguamiento de las oscilaciones en el sistema español se puede resumir así:

- Generación síncrona.
De los 44 generadores en servicio, únicamente 16 disponían de amortiguadores PSS. Ningún generador nuclear disponía de PSS.
- Generación asíncrona.
No disponen de equipos amortiguadores.
- Equipos electrónicos.
Había un STATCOM en el nudo de Vitoria y un HVDC en la interconexión España-Francia.
- Medidas tomadas por operadores.
- Entre las 12:04 y las 12:07 conectaron 5 líneas.

- Entre las 12:11 y las 12:30 se reduce el intercambio de potencia con Francia y con Portugal.

¿Qué papel jugaron en esa media hora?

No se dispone de toda la información requerida para efectuar un juicio particularizado. No obstante, el informe del Panel de Expertos aporta alguna información de interés.

- Generación síncrona.
El informe no valora la eficacia real de los estabilizadores disponibles ni permite determinar si su número, ubicación o parametrización fueron adecuados para garantizar el nivel de amortiguamiento exigido por la normativa europea.
Tampoco aporta información que explique la falta de PSS en los generadores nucleares y en algunos generadores síncronos hidráulicos y ciclos combinados.
- Equipos electrónicos.
El informe no concluye la valoración del comportamiento de estos equipos.
- Medidas tomadas por operadores.
Se corresponden con las actuaciones previstas.

A las 12:30 la situación del sistema ibérico indicaba que las oscilaciones habían remitido, la frecuencia era 50 Hz y las tensiones de la red española eran relativamente altas, todos los nudos por encima de 400 kV, con algunos nudos superando los 420 kV pero por debajo de 435 kV.

4. EFECTOS EN CASCADA TRAS LAS OSCILACIONES

A partir de ese instante se desencadena un proceso en cascada de desconexiones de generación, que generan sobretensiones en la red y subfrecuencia, que a su vez provocan más desconexiones de generación, etc.

En menos de cuatro minutos las desconexiones superan los 2.500 MW, las tensiones de algunos nudos superan los 440 kV y la frecuencia cae por debajo de 49 Hz. A las 12:33:24, el sistema ibérico pierde el sincronismo con el resto del sistema europeo. Es el apagón.

Desconexiones de generación

Se produjeron varias interrupciones importantes de generación a partir de las 12:32:00.

El informe del Panel de Expertos identifica, entre las 12:32:00 y las 12:32:57:00, una pérdida de 208 MW en generadores eólicos y solares y de aproximadamente 317 MW por la desconexión de pequeños generadores de menos de 1 MW. El informe constata la magnitud y el momento de estas desconexiones, pero no identifica las causas técnicas que

las provocaron ni permite determinar si respondieron a actuaciones correctas de los sistemas de protección o a otros factores.

¿Qué puede provocar la desconexión de generadores?

El informe factual no identifica una causa única para estas desconexiones, sino que enumera los mecanismos que podrían haber actuado.

Los generadores están dotados de sistemas de autoprotección que pueden llegar a desconectarles de la red si la tensión o la frecuencia se sitúa fuera de sus límites operativos normales.

Desde el punto de vista de la tensión, la normativa española señala que los generadores deben mantenerse conectados aunque la tensión supere su valor nominal. Por ejemplo, en la red de alta tensión, deben mantenerse durante al menos 60 minutos aunque la tensión sea un 10% superior (440 en la red de 400 kV y 242 en la red de 220 kV). En la red de 110 kW, deben mantenerse ilimitadamente aunque la tensión sea un 10% superior, 1 segundo entre 10% y 15% superior y 0,2 segundos si supera el 15%.

Desde el punto de vista de la frecuencia, la normativa española señala que los generadores deben mantenerse conectados de forma ilimitada aunque la frecuencia se encuentre en la franja de 49 a 50 Hz.

Entre las 12:32:00 y las 12:32:57 no hay evidencia de tensiones en la red de alta superiores a 440 kV y 242 kV, ni de frecuencia inferior a 49 Hz.

El informe del Panel de Expertos identifica que entre las 12:32:57.00 y las 12:33:18.02 se produjeron importantes desconexiones en las regiones de Granada, Badajoz, Sevilla, Segovia, Huelva y Cáceres, lo que provocó una pérdida adicional de generación de al menos 2.000 MW. Aunque el informe documenta con precisión la localización y la potencia desconectada, indica falta de información relevante para poder identificar qué protecciones actuaron en cada caso y si los umbrales de tensión o frecuencia superaron los valores reglamentarios en todos los puntos afectados.

¿Cómo puede contrarrestarse la desconexión de generación?

La desconexión de generación, dada la situación de la red en aquellos momentos, tiene dos efectos negativos en la seguridad del sistema.

El primero es el aumento de la tensión de la red al aumentar la potencia reactiva generada por las líneas. Únicamente el control automático de las tensiones de los generadores y de los equipos electrónicos pueden contribuir a mantener estables los valores de las tensiones.

El segundo es la bajada de la frecuencia por el desequilibrio de la menor potencia activa generada. La regulación primaria de los generadores síncronos puede limitar transitoriamente la bajada de la frecuencia. Adicionalmente, el sistema tiene establecido un control automático adicional para situaciones más prolongadas que consiste en desconectar todo el bombeo activo en ese momento cuando la frecuencia baja a 49,50 Hz y en deslastrar la demanda seleccionada con ese propósito en un proceso escalonado entre 49 y 48 Hz.

¿Fueron efectivos estos controles durante esos tres minutos?

A las 12:33:16, es decir, 3 segundos antes de la desconexión del sistema ibérico, las tensiones en la red de 400 kV estaban por debajo de 440 kV.

A las 12:33:22.04 la frecuencia cae por debajo de 48 Hz, sin que la desconexión del bombeo y la actuación de las 6 etapas del deslastre de cargas, lo que supone en total una retirada de más de 11.200 MW de demanda, haya conseguido estabilizar el sistema.

A las 12:33:24 se produce el cero total en el sistema ibérico.

5. CONCLUSIONES

Conviene subrayar que el informe del Panel de Expertos tiene carácter factual y descriptivo, por lo que documenta los fenómenos observados sin establecer relaciones causales ni atribuir responsabilidades técnicas u operativas

Las oscilaciones de las 12:03 y 12:19, de origen desconocido, debilitan el sistema eléctrico por su insuficiente amortiguamiento y por el aumento de tensiones que se observa al final de las mismas. La eficacia de los equipos amortiguadores y de los controles de tensión suscita preocupación a la espera del informe final del Panel de Expertos.

Las desconexiones de generación entre las 12:30 y 12:33 provocan un efecto en cascada de sobretensiones y de subfrecuencia que lleva a la desconexión del sistema ibérico a las 12:33:24 y al apagón sin que los controles de tensión y de frecuencia puedan estabilizar la situación.

La eficacia de los equipos amortiguadores y de los controles de tensión, así como la oportunidad de las desconexiones de la generación suscitan la lógica preocupación. Estas observaciones no constituyen una atribución de responsabilidades, sino una identificación de cuestiones técnicas pendientes de evaluación. En el informe factual del Panel de Expertos se incluye el epígrafe 8 Next steps, en el que se anuncian los próximos pasos de la investigación, que culminaría con la publicación del informe final y las recomendaciones para mejorar el rendimiento y la resiliencia del sistema eléctrico en toda Europa.

6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Relación de los informes más relevantes sobre el apagón.

1. Análisis de las circunstancias que concurrieron en el cero eléctrico del 28 de abril de 2025. Comité de Análisis. Gobierno de España. 17 de junio de 2025
2. Incidente en el Sistema Eléctrico Peninsular Español el 28 de abril de 2025. Red Eléctrica de España. Junio 2025
3. Foire aux questions : black-out du 28 avril 2025 sur la péninsule ibérique. Réseau de Transport d'Électricité RTE. 5 mai 2025
4. Investigação Ao Apagão Ibérico de 28 de Abril de 2025. Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos ERSE. Portugal, 12 maio 2025
5. El apagón del 28 A: análisis físico de sus posibles causas; y propuestas preliminares para disponer de una red firme y estable, compatible con la transición energética. Pascual Simón Comín, Director del LCOE y Profesor asociado de la UNED y Fernando Garnacho Vecino, Responsable del Grupo de Investigación de redes e instalaciones de baja y alta tensión y Catedrático de E.U. de la UPM. 28 de mayo de 2025
6. Blackout and System Restoration on the Iberian Peninsula on April 28 and 29, 2025. Factual analysis based on publicly available data and information. Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg (FAU). M.Sc. Simon Linnert, M.Sc. Ilya Burlakin, M.Sc. Georg Kordowich, Dr.-Ing. Gert Mehlmann, Univ.-Prof. Dr.-Ing. Matthias Luther Erlangen. May 12, 2025
7. Análisis de los acontecimientos que condujeron al cero eléctrico del 28 de abril de 2025. Compass Lexecon: Antón García, Albert Riera, Alberto Martín. INESCTEC: João Peças Lopes, Francisco Fernandes, Rui Sousa. Junio de 2025
8. The (Hopefully) Enlightening Blackout in Spain: Questions and Lessons for the Future. Carlos Batlle, Miguel Barruso, Pablo Rodilla, and Antonio Canoyra. MIT Center for Energy and Environmental Policy Research. July 2025
9. Summary of the Report that the Drs. Luis Rouco Rodríguez, Enrique Lobato Miguélez and Francisco M. Echavarren Cerezo, Professors of the Technical School of Engineering (ICAI) of the Pontificia Comillas University Madrid, have carried out at the request of Endesa and Iberdrola in relation to the blackout that occurred in the Iberian Electricity System on 28 April 2025. Madrid, 16 September 2025
10. Future-Proofing GB's Power System: Reflections on the April 2025 Iberian Event. National Energy System Operator (NESO). 23 September 2025
11. Grid Incident in Spain and Portugal on 28 April 2025. ICS Investigation Expert Panel. Factual Report. 3 October 2025
12. World Energy Outlook 2025. International Energy Agency (IEA). 12 november 2025.