



RESUMEN DEL INFORME PRELIMINAR QUE LOS
DRS. D. LUIS ROUCO RODRÍGUEZ, D. ENRIQUE LOBATO MIGUÉLEZ Y
D. FRANCISCO M. ECHAVARREN CEREZO
PROFESORES PROPIOS DE LA
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI) DE LA
UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS DE MADRID

HAN REALIZADO A PETICIÓN DE

ENDESA e IBERDROLA

EN RELACIÓN CON

EL CERO DE TENSIÓN ACAECIDO EN EL SISTEMA ELÉCTRICO IBÉRICO EL DÍA 28 DE
ABRIL DE 2025

EN MADRID, A 29 DE SEPTIEMBRE DE 2025

RESUMEN

Introducción

A las 12:33 horas del día 28 de abril de 2025 se produjo un cero de tensión en el sistema eléctrico ibérico. En la escala de clasificación de incidentes de ENTSO-e corresponde a un “blackout” (grado 3 de una escala de 0 a 3).

Es la primera vez en la historia del sistema eléctrico peninsular español en que se produce un cero de tensión. Los incidentes más serios del sistema peninsular (6 de julio de 1977, 14 de octubre de 1987 y 24 de agosto de 1994) nunca condujeron a un cero de tensión del sistema ibérico. Desde nuestro punto de vista, solo es comparable en Europa continental, por su severidad, con el cero de tensión del sistema italiano del 28 de septiembre de 2003.

El Gobierno de España creó el día 30 de abril un Comité de Análisis sobre la crisis de electricidad presidido por la Vicepresidenta Tercera y Ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. El día 17 de junio, el Consejo de Ministros aprobó el informe elaborado por dicho comité. El día 18 de junio, Red Eléctrica presentó su informe sobre lo acontecido.

El día 9 de mayo de 2025, ENTSO-e constituyó un panel de expertos para la investigación del evento. ENTSO-e actualiza de forma regular los progresos de su investigación.

Endesa e Iberdrola han solicitado al Instituto de Investigación Tecnológica de la ETS de Ingeniería ICAI de la Universidad Pontificia Comillas un informe independiente que valore los hechos y circunstancias que condujeron al cero de tensión del sistema eléctrico ibérico el día 28 de abril de 2025.

Este documento contiene un resumen del informe preliminar realizado por los Drs. D. Luis Rouco Rodríguez, D. Enrique Lobato Miguélez y D. Francisco M. Echavarren Cerezo, Profesores Propios de la ETS de Ingeniería ICAI, a petición de Endesa e Iberdrola, sobre los hechos y circunstancias que condujeron al cero de tensión acaecido en el sistema Ibérico el día 28 de abril de 2025.

Si bien el informe preliminar realizado aborda todos los hechos y circunstancias que condujeron al cero de tensión, este resumen pretende traer a la atención del lector análisis novedosos que ofrecen respuestas fundamentadas a interrogantes no resueltos que surgen del estudio atento de los informes emitidos. Para la realización del informe, los autores han contado con datos no públicos proporcionados por Endesa e Iberdrola.

En particular, queremos ofrecer nuestra contribución al desafío planteado por ENTSO-e en su nota de prensa del 16 de julio de 2025:

The Expert Panel is looking particularly at the cascading series of generation disconnections and voltage increases as the most probable trigger for the blackout. Such cascading voltage increases have never before been linked to a blackout in any part of the European power system. If confirmed, this high-voltage blackout mode will require a thorough analysis and investigation by all power system experts of the ENTSO-E community.

También ofrecemos nuestro análisis cuantitativo sobre dos hechos apuntados por el Comité de Análisis: la fase 0 caracterizada por inestabilidad de tensiones durante la semana previa y durante mañana del evento entre las 9:00 y las 12:00 horas y la baja generación térmica acoplada y nuestra visión sobre las oscilaciones acaecidas entre las 12:00 y las 12:30 horas.

Los fenómenos de inestabilidad de tensión

Las variaciones anómalas de tensión de los días 22 de abril (que llegaron a provocar desconexiones por actuación de protecciones de sobretensión de 10 subestaciones de Adif, la desconexión de la refinería de Repsol en Cartagena y 4 plantas solares fotovoltaicas) y 24 de abril habían puesto de manifiesto las limitaciones del sistema de control de tensión del sistema peninsular español en el que la generación RCR, controlada con factor de potencia, alcanzaba una penetración elevadísima.

La mera inspección de la evolución temporal de las tensiones puede dar lugar a dudas sobre el estado del sistema. Sin embargo, un análisis profundo de la evolución temporal de las tensiones con métricas apropiadas (ver en la Fig. 1 la evolución de la raíz cuadrada de la media móvil del cuadrado de la derivada de la tensión) de los días 22, 24 y 28 de abril y 5 de mayo (una semana después del cero cuando ya Red Eléctrica aplicaba la denominada operación reforzada del sistema eléctrico) pone de manifiesto la situación anómala del control de tensión de la red de transporte en el sistema peninsular español antes del día 28 de abril, la anomalía extrema el día 28 de abril y la recuperación de la normalidad el día 5 de mayo. La evolución de la métrica el día 28 de abril pone de manifiesto que los fenómenos de inestabilidad de tensiones comienzan sobre las 9:00 horas y crecían conforme avanzaba la mañana.

En resumen, los fenómenos de inestabilidad de tensiones estuvieron presentes antes del día 28 de abril y desde las 9:00 horas del propio día 28.

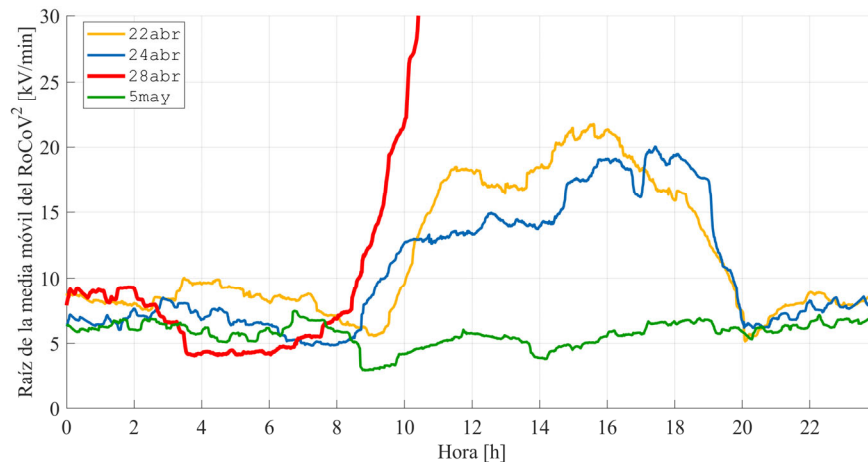


Fig. 1: Evolución de la métrica propuesta para la medida del estado de condición del control tensión aplicada en Núñez de Balboa 400 kV los días 22, 24 y 28 de abril, y 5 de mayo.

La combinación de baja generación síncrona en las áreas sur y centro y la debilidad de la red de transporte en esas áreas

Hemos propuesto utilizar la inercia por área para medir la distribución geográfica de la generación síncrona que proporciona control dinámico de la tensión. La inercia en el área sur era igual a 1,3 segundos mientras que en el área centro era 1,84 segundos. Ambos son inferiores a las recomendaciones de ENTSO-e (2 segundos). A partir de esos valores se constata la baja generación síncrona en las áreas sur (solo estaba acoplado un grupo de ciclo combinado en Andalucía) y centro (solo estaba acoplado uno de los grupos nucleares), y, por tanto, la escasez de medios para la realización del control dinámico de la tensión.

También ha mostrado la evolución del número de grupos de centrales de ciclo combinado conectados en Andalucía desde el 1 de enero de 2024 hasta el 30 de junio de 2025. Ha quedado constatado el cambio operado a partir del 28 de abril.

La extensión de la red a 400 kV peninsular abierta por diversas razones (control de tensión, indisponibilidades y trabajos programados) alcanzaba el 22,9 % el día 28 de abril a las 9:00

horas. Es de destacar que el 35,8 % y el 34,3 % de la extensión de la red a 400 kV en las áreas sur y centro, respectivamente, estaba desconectada. Con más de un tercio de la red a 400 kV desconectada, se puede hablar de una red de transporte débil en las áreas sur y centro.

Las oscilaciones del sistema

No es de extrañar la aparición de oscilaciones poco amortiguadas (apenas 1%, que es inferior al 5% establecido en el PO 13.1) con una red débil y con baja generación síncrona (centrales de ciclo combinado) en Andalucía.

Por una parte, todos los grupos de las centrales de ciclo combinado están equipados con estabilizadores del sistema de potencia (Power System Stabilizers, PSSs) cuya misión es el amortiguamiento de oscilaciones. Los grupos de las centrales de ciclo combinado en Andalucía juegan un papel muy relevante en el amortiguamiento de la oscilación de 0,2 Hz por encontrarse en uno de los extremos del sistema continental europeo debido a la alta observabilidad de las mismas en esas localizaciones.

Por otra parte, tampoco debe sorprender el efecto amortiguador de las maniobras realizadas por Red Eléctrica entre las 12:00 y las 12:30 horas en las que conectó 11 líneas.

La oscilación de 0,6 Hz (ocurrida a partir de las 12:03 horas) tiene carácter de oscilación interárea entre generadores del sistema ibérico y generadores del resto del sistema continental europeo, ya que la amplitud de la oscilación de la potencia activa de intercambio (470 MW pico a pico) es comparable con la amplitud (1480 MW pico a pico) de la oscilación de 0,2 Hz (ocurrida a partir de las 12:19 horas).

Las afirmaciones de Red Eléctrica y ENTSO-e sobre el carácter forzado de dicha oscilación de 0,6 Hz no están soportadas por evidencias y/o análisis. Incluso si se tratara de una oscilación forzada debida a una instalación concreta, no debe olvidarse que la amplitud de las oscilaciones causadas por una oscilación forzada depende de la proximidad de la frecuencia de la oscilación forzada a la frecuencia de una de las oscilaciones naturales del sistema y del amortiguamiento de la misma.

El fenómeno del colapso por sobretensión y el margen al colapso

Este documento ha mostrado tanto el concepto de colapso por sobretensión producido por la desconexión de generación con control de factor de potencia como un método para el cálculo del margen al colapso por sobretensión desarrollado por los autores. El concepto desarrollado permite comprender el fenómeno de desconexión de generación por sobretensión acontecido. El método de cálculo del margen permite valorar el impacto de diversas decisiones que marcaron la situación del sistema ibérico a las 12:30 horas del día 28 de abril.

El modelo conceptual se ha trasladado a un modelo de simulación que permite trazar la evolución de las tensiones cuando se produce la progresiva desconexión de generación controlada con factor de potencia constante partiendo de la instantánea de funcionamiento del sistema eléctrico ibérico de las 12:30 horas (caso de flujo de cargas). Es preciso resaltar que el caso de flujo de cargas construido sólo refleja de forma aproximada la situación del sistema eléctrico ibérico a las 12:30 horas ya que Red Eléctrica no ha proporcionado ni a Endesa ni a Iberdrola los casos de salida de flujo de cargas de su estimador de estado aduciendo razones de confidencialidad.

La Fig. 2 muestra el crecimiento de la tensión cuando se produce la desconexión de la generación renovable (controlada con factor de potencia constante) de forma homotética en todos los nudos de Andalucía y Extremadura. Ciertamente, esto no fue lo que ocurrió. Sin embargo, es el método usual contemplado en la literatura para estudiar el margen al colapso por subtensión e ilustra certeramente el fenómeno.

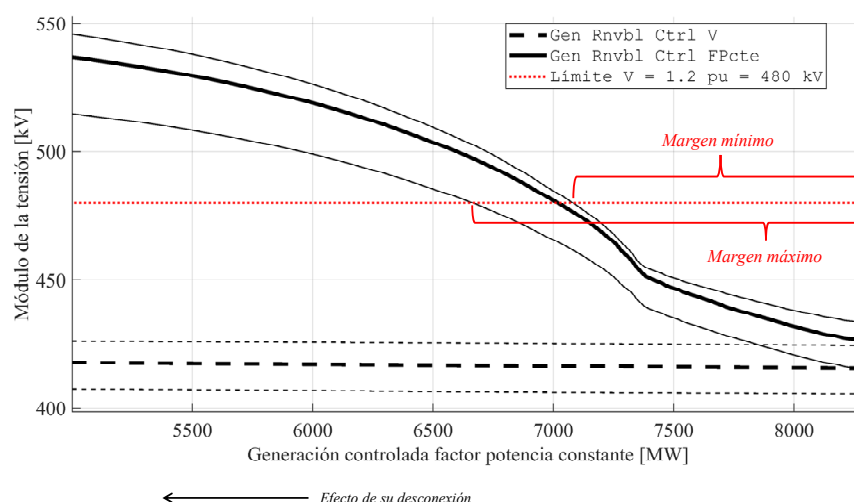


Fig. 2: Efecto sobre la tensión en Carmona 400 kV de la desconexión de generación controlada con factor de potencia constante y márgenes de variación de las tensiones en 400 kV.

Para cuantificar la seguridad del sistema, hemos propuesto la medida denominada *margen al colapso por sobretensión*. El margen al colapso por sobretensión se puede definir como el volumen de generación que se puede desconectar hasta que se alcance el umbral de actuación de las protecciones de sobretensión. Según los criterios generales de protección del sistema peninsular español, el umbral de actuación de las protecciones de sobretensión se encontrará entre 110 y 120% de la tensión nominal. A efectos ilustrativos, tomaremos 120% (1,2 pu). Comoquiera que en cada nudo de la red se produce una variación distinta de la tensión, ofreceremos para cada nivel de tensión unos valores máximos y mínimos del margen.

La Tab. 1 detalla los rangos de variación del margen al colapso por sobretensión en las redes a 400 y 220 kV y en dos nudos seleccionados de esas redes (Carmona 400 kV y Guillena 220 kV). La red más restrictiva es la red a 220 kV. El margen de seguridad era de 1019 MW mientras que se produjeron desconexiones como mínimo de 1615 MW, teniendo que soportar el sistema desconexiones de 3000 MW según lo establecido en el PO 13.1 sobre criterios de desarrollo de la red de transporte y en las especificaciones de detalle para el cálculo de la capacidad de acceso de la generación a las redes de transporte y distribución.

Tab. 1: Márgenes de seguridad al 120% de tensión nominal.

Nivel	Margen superior [MW]	Margen nudo seleccionado [MW]	Margen inferior [MW]
400	1625	1268	1213
220	1286	1199	1019

Si la programación de generación síncrona realizada por Red Eléctrica el día 30 de abril, acoplando siete grupos de centrales de ciclo combinado en Andalucía, se hubiera realizado el día 28 de abril, el crecimiento incontrolado de las tensiones producido por la eventual pérdida de generación controlada con factor de potencia no se habría producido tal y como muestra la Fig. 3. Por ejemplo, el margen de seguridad en Carmona 400 kV habría pasado de 1268 MW a 2758 MW.

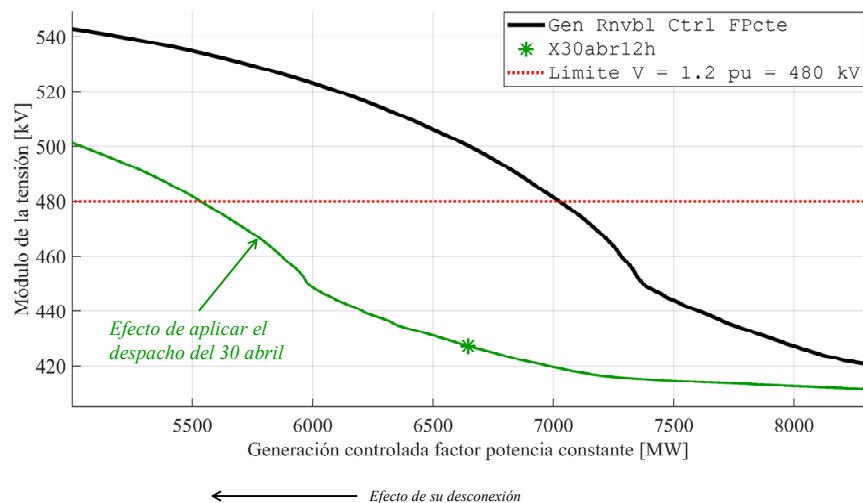


Fig. 3: Efecto sobre la tensión en Carmona 400 kV de la desconexión de generación controlada con factor de potencia constante y márgenes de variación de las tensiones en 400 kV.

También se ha encontrado que las maniobras de líneas y reactancias realizadas por Red Eléctrica entre las 12:00 y las 12:30 horas (añaden 1050 Mvar capacitivos a la red) hacen que el margen de seguridad en Carmona 400 kV pase de 2964 MW a 1268 MW.

De acuerdo con las simulaciones realizadas, la escasa generación síncrona acoplada con control dinámico de tensión en las áreas sur (sólo estaba acoplado un grupo de ciclo combinado en Andalucía) y centro (sólo estaba acoplado uno de los grupos nucleares) es la causa por la cual la desconexión de generación renovable, controlada con factor de potencia constante, da lugar a un crecimiento incontrolado de las tensiones o fenómeno de *colapso por sobretensión*.

Conclusión

Los fenómenos de inestabilidad de tensiones los días previos al 28 de abril y a partir de las 9:00 horas del mismo día 28 apuntados por el Comité de Análisis han quedado confirmados utilizando métricas novedosas.

La situación de debilidad de la red de transporte (35,8% de la red a 400 kV en el área sur desconectada) y del sistema (inusualmente baja generación síncrona en las áreas sur y centro) ha quedado también confirmada por indicadores cuantitativos.

No es de extrañar la aparición de oscilaciones poco amortiguadas con una red débil y con baja generación síncrona (centrales de ciclo combinado) en Andalucía, ya que todos los grupos de las centrales de ciclo combinado están equipados con PSSs. Por otra parte, tampoco debe sorprender el efecto amortiguador de las maniobras realizadas por Red Eléctrica entre las 12:00 y las 12:30 horas.

La oscilación de 0,6 tiene carácter de oscilación interárea entre generadores del sistema ibérico y generadores del resto del sistema continental europeo. Las afirmaciones de Red Eléctrica y ENTSO-e sobre el carácter forzado de dicha oscilación de 0,6 Hz no están soportadas por evidencias y/o análisis.

Se ha realizado la propuesta del concepto de colapso por sobretensión y de margen al colapso que permiten comprender el fenómeno ocurrido y evaluar la sensibilidad de lo ocurrido con relación a diversas acciones como la conexión de generación síncrona en Andalucía o las maniobras realizadas por Red Eléctrica entre las 12:00 y las 12:30 horas.

Se puede concluir la existencia de un insuficiente margen de seguridad ante el colapso por sobretensión producido por la desconexión de generación renovable con control por factor de potencia debido a la escasa generación síncrona con control dinámico de tensión en las áreas sur y centro. También puede concluir el efecto adverso de las maniobras realizadas por Red Eléctrica entre las 12 y las 12:30 horas.

TABLA DE CONTENIDOS

1	INTRODUCCIÓN.....	1
1.1	Antecedentes	1
1.2	Objeto.....	1
1.3	Organización del documento.....	2
1.4	Aviso	3
2	ACRÓNIMOS	4
3	LOS FENÓMENOS DE INESTABILIDAD DE TENSIONES	5
3.1	La visión del Comité de Análisis y Red Eléctrica.....	5
3.2	Nuestro método de análisis cuantitativo.....	6
3.3	Conclusiones parciales	11
4	LA BAJA GENERACIÓN SÍNCRONA EN LAS ÁREAS SUR Y CENTRO Y LA DEBILIDAD DE LA RED DE TRANSPORTE EN ESAS ÁREAS.....	12
4.1	La baja generación síncrona en las áreas sur y centro.....	12
4.2	La baja generación síncrona en Andalucía el día 28 de abril	14
4.3	La debilidad de la red el día 28 de abril	15
4.4	Conclusiones parciales	15
5	LAS OSCILACIONES DEL SISTEMA	17
5.1	Las oscilaciones de 0,2 Hz	18
5.2	Las oscilaciones de 0,6 Hz	20
5.3	Las oscilaciones y la generación síncrona en Andalucía	22
5.4	Conclusiones parciales	24
6	EL MARGEN AL COLAPSO POR SOBRETENSIÓN	25
6.1	Modelo conceptual	25
6.2	Aplicación del modelo conceptual a la situación del sistema eléctrico peninsular a las 12:30 horas del día 28 de abril.....	26
6.3	Margen al colapso por sobretensión.....	28
6.4	El impacto del despacho del día 30 de abril.....	30
6.5	El impacto de las maniobras realizadas por Red Eléctrica entre las 12 y 12:30 horas	30
6.6	Conclusiones parciales	31
7	CONCLUSIONES.....	33
8	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	35
9	RATIFICACIÓN	38

1 INTRODUCCIÓN

1.1 Antecedentes

A las 12:33 horas del día 28 de abril de 2025 se produjo un cero de tensión en el sistema eléctrico ibérico. En la escala de clasificación de incidentes de ENTSO-e [1] corresponde a un “blackout” (grado 3 de una escala de 0 a 3).

Es la primera vez en la historia del sistema eléctrico peninsular español en que se produce un cero de tensión. Los incidentes más serios del sistema peninsular (6 de julio de 1977 [2], 14 de octubre de 1987 [3] y 24 de agosto de 1994 [4]) nunca condujeron a un cero de tensión. El cero de tensión del sistema ibérico solo es comparable en Europa continental, por su severidad, con el cero de tensión del sistema italiano del 28 de septiembre de 2003 [5].

El Gobierno de España creó el día 30 de abril un Comité de Análisis sobre la crisis de electricidad presidido por la Vicepresidenta Tercera y Ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. El día 17 de junio, el Consejo de Ministros aprobó el informe elaborado por dicho comité [6]. El día 18 de junio, Red Eléctrica presentó su informe sobre lo acontecido [7].

El día 1 de mayo de 2025, ENTSO-e constituyó un panel de expertos para la investigación del suceso [8]. ENTSO-e actualiza de forma regular los progresos de su investigación [9].

Endesa e Iberdrola han solicitado al Instituto de Investigación Tecnológica (IIT) de la ETS de Ingeniería ICAI de la Universidad Pontificia Comillas un informe independiente que valore los hechos y circunstancias que condujeron al cero de tensión del sistema eléctrico ibérico el día 28 de abril de 2025.

1.2 Objeto

Este documento contiene un resumen del informe preliminar realizado por los Drs. D. Luis Rouco Rodríguez, D. Enrique Lobato Miguélez y D. Francisco M. Echavarren Cerezo, Profesores Propios de la ETS de Ingeniería ICAI, a petición de Endesa e Iberdrola, sobre los hechos y circunstancias que condujeron al cero de tensión acaecido en el sistema Ibérico el día 28 de abril de 2025.

Si bien el informe preliminar realizado aborda todos los hechos y circunstancias que condujeron al cero de tensión, este resumen pretende traer a la atención del lector análisis novedosos que ofrecen respuestas fundamentadas a interrogantes no resueltos que surgen del estudio atento de los informes emitidos.

En particular, queremos ofrecer nuestra contribución al desafío planteado por ENTSO-e en su nota de prensa del 16 de julio de 2025:

The Expert Panel is looking particularly at the cascading series of generation disconnections and voltage increases as the most probable trigger for the blackout. Such cascading voltage increases have never before been linked to a blackout in any part of the European power system. If confirmed, this high-voltage blackout mode will require a thorough analysis and investigation by all power system experts of the ENTSO-E community.¹

Este documento mostrará tanto el concepto de colapso por sobretensión producido por la desconexión de generación con control de factor de potencia como un método para el cálculo del margen al colapso por sobretensión desarrollado por los autores. El concepto desarrollado permitirá comprender el fenómeno de desconexión de generación por sobretensión acontecido. El método de cálculo del margen permitirá valorar el impacto de diversas decisiones que marcaron la situación del sistema ibérico a las 12:30 horas del día 28 de abril.

También el documento mostrará cómo la mera inspección de la evolución en el tiempo de las tensiones es insuficiente para mostrar los fenómenos de inestabilidad de tensiones durante la semana previa y durante la mañana del evento entre las 9:00 y las 12:00 horas, y cómo una métrica más sofisticada los muestra con claridad.

De igual forma, el documento analizará y medirá cuantitativamente la situación de la generación en las áreas sur y centro del sistema peninsular español y de la red de transporte de este el día 28 de abril.

Finalmente, el documento discutirá el carácter de las oscilaciones ocurridas entre las 12:00 y las 12:30 horas y su relación con la situación de la generación en el área sur y de la red de transporte.

En resumen, el documento analizará tres circunstancias que, desde nuestro punto de vista son clave para explicar lo que pasó:

1. Los fenómenos de inestabilidad de tensiones durante la semana previa y durante mañana del evento entre las 9:00 y las 12:00 horas.
2. La combinación de baja generación sincrónica las áreas sur y centro con una red de transporte débil.
3. El insuficiente margen de seguridad ante el colapso por sobretensión (producido por la desconexión de generación renovable con control por factor de potencia).

1.3 Organización del documento

El documento contiene 9 secciones. La sección 2 contiene una lista de acrónimos. La sección 3 analiza los fenómenos de inestabilidad de tensiones durante la semana previa y durante la

¹ El panel de expertos está mirando particularmente la desconexión en cascada de generación y el aumento de la tensión como el más probable detonante del cero. Ese incremento en cascada de la tensión no se había relacionado nunca con un cero en el sistema europeo. En caso de confirmarse requerirá una análisis e investigación por los expertos en sistemas eléctricos de la comunidad de ENTSO-e.

mañana entre las 9:00 y las 12:00 horas. La sección 4 analiza la situación de la generación en el centro y el sur del sistema peninsular español y la red de transporte de éste. La sección 5 discute las oscilaciones. La sección 6 introduce el concepto de colapso por sobretensión y el cálculo del margen al colapso por sobretensión. La sección 7 expone las conclusiones. La sección 8 contiene las referencias bibliográficas consultadas. La sección 9 contiene la ratificación del informe.

1.4 Aviso

Conforme a los usos de la comunidad científica, las conclusiones y puntos de vista reflejados en los informes y resultados son los de sus autores y no comprometen ni obligan en modo alguno a la Universidad Pontificia Comillas ni a ninguno de sus Centros e Institutos ni al resto de sus profesores e investigadores.

Por ello, cualquier cita o referencia que se haga a los resultados que se deriven de esta colaboración deberá siempre mencionar explícitamente el nombre de los autores y en ningún caso mencionará exclusivamente a la Universidad Pontificia Comillas.

2 ACRÓNIMOS

ADIF, Administrador de Infraestructuras Ferroviarias

CNMC, Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia

ENTSO-e, European Network of Transmission System Operators for Electricity

e-SIOS, Sistema de Información del Operador del Sistema

PSS, Power System Stabilizer

PSS/e, Power System Simulator for Engineering

PO, Procedimiento de Operación

RCR, Renovables, Cogeneración y Residuos

RD, Real Decreto

3 LOS FENÓMENOS DE INESTABILIDAD DE TENSIONES

El Comité de Análisis ha identificado una fase 0 en la crisis de electricidad de los días 28 y 29 de abril de 2025 que está caracterizada por inestabilidad de tensiones durante la semana previa y durante la mañana del evento entre las 9:00 y las 12:00 horas. Sin embargo, Red Eléctrica no reconoce la existencia de la citada fase 0 basándose en que, según su apreciación, las tensiones estaban dentro de los márgenes admisibles establecidos en los Procedimientos de Operación (POs).

El funcionamiento correcto de un sistema eléctrico exige que las variables que lo caracterizan (tensión y frecuencia) se encuentren dentro de estrechos márgenes. Ello debe ser así para que las perturbaciones normales que pueden ocurrir en un sistema eléctrico no lo lleven a una condición de alerta o incluso de emergencia. El propósito de los sistemas de control del sistema eléctrico es asegurar que las citadas variables se encuentren en estrechos márgenes de funcionamiento.

Por tanto, tan relevante como que las tensiones estén dentro de los márgenes admisibles es que varíen “poco” y “lentamente”. Porque si estando las tensiones, por ejemplo, cerca de su límite superior, se experimentan variaciones “rápidas”, esas variaciones pueden conducir a la actuación de protecciones de sobretensión. Red Eléctrica ha reportado la creciente actuación intempestiva de protecciones de sobretensión cuando plantea la necesidad de un nuevo PO 7.4 sobre control de tensión de la red de transporte [10].

Esta sección recoge con detalle los puntos de vista del Comité de Análisis y Red Eléctrica y nuestra visión de los fenómenos de inestabilidad de tensión y nuestra propuesta de método de análisis cuantitativo que consiste en pasar de la mera inspección visual de la evolución temporal de las tensiones a la utilización de una métrica más sofisticada. Veremos que esa métrica, llena de sentido físico, pondrá de manifiesto la existencia de fenómenos de inestabilidad de tensión.

3.1 La visión del Comité de Análisis y Red Eléctrica

El Comité de Análisis ha calificado como fenómenos de inestabilidad de tensiones las variaciones de tensión ocurridas entre las 9 y las 12 horas en virtud de la variabilidad de las mismas y de su amplitud[12]

A partir de las 9:00h se aprecia mayor variabilidad en las tensiones, inicialmente sin excursiones significativas. Es a partir de las 10:30 h cuando se aprecia una mayor excursión, es decir, variaciones de mayor amplitud en los valores de la tensión con respecto a los valores estándar.

El Comité de Análisis insiste en la ocurrencia de variaciones relevantes de tensión, aunque dentro de los márgenes establecidos en los Procedimientos de Operación (PO) 1.1 [11] y 1.3 [12]

Según los datos aportados tanto por el Operador del Sistema como por los gestores de las redes de distribución, si bien en las primeras horas de la mañana del evento se vieron variaciones relevantes de tensión, los niveles de tensión en la red de transporte parecen mantenerse dentro de los niveles marcados por los procedimientos de operación 1.1 y 1.3 (entre los 380 y los 435 kV en la red de 400, y entre los 205 y los 245 kV en la red de 220) en todo el periodo hasta las 12:30h.

El Comité de Análisis hace una interpretación cuestionable de los POs 1.1, 1.3 y 1.4 [12] sobre los márgenes admisibles de las tensiones coincidente con la interpretación de Red Eléctrica. Según nuestra interpretación, los márgenes admisibles en funcionamiento normal en la red de 400 kV son 390 y 420 kV. Nuestra interpretación es compartida por Red Eléctrica cuando

plantea la necesidad de un nuevo PO 7.4 sobre control de tensión de la red de transporte [10]. Si bien en una primera instancia ENTSO-e había adoptado la interpretación de Red Eléctrica, ha solicitado recientemente a la CNMC la interpretación de los POs.

Red Eléctrica en su informe no reconoce la existencia de la fase cero: no menciona lo ocurrido en días pasados y simplemente señala

Desde las 9:00 h hasta 12:00 h se observa mayor variabilidad en las tensiones, que son achacables al cambio del mix de generación y a las variaciones de la demanda, pero sin grandes excursiones.

Red Eléctrica reconoce que en un espacio de 5 minutos la tensión en algún nudo de la red a 400 kV llega a variar 30 kV (7,5%)

A continuación, entre las 11:04 h y las 11:09 h la tensión se recuperó subiendo unos 30 kV en algunos nudos.

Debemos entender que Red Eléctrica entiende que una variación del 7,5% en 5 minutos (6 kV/minuto) es una variación normal. Nosotros no lo creemos así.

3.2 Nuestro método de análisis cuantitativo

Los días 22 y 24 de abril se produjeron variaciones anómalas de tensión. En particular, en el entorno de las 19 horas del día 22 de abril se produjo la desconexión por actuación de las protecciones de sobretensión de diez subestaciones de Adif, de nueve posiciones de generación y de la refinería de Repsol en Cartagena.

Para desentrañar lo acontecido se han analizado las tensiones de varios nudos de las redes a 400 y 220 kV en Andalucía y Extremadura (epicentro del evento) los días previos al día 28 de abril (22 y 24 de abril), el propio día 28 de abril y el día 5 de mayo (una semana después del cero cuando ya Red Eléctrica aplicaba la denominada operación reforzada del sistema eléctrico).

En este documento resumen nos centraremos en lo observado y analizado en Núñez de Balboa 400 kV. Se utilizan las medidas del SCADA con periodo de muestreo de 1 segundo. Avanzamos, que las conclusiones extraídas en Núñez de Balboa 400 kV se reproducen en el resto de los nudos considerados.

Primero mostraremos la evolución de las tensiones en Núñez de Balboa 400 kV, en concreto, en el entorno de las 19 horas del día 22 de abril (ver Figura 3-1) y en el entorno de las 18 horas del día 24 de abril (ver Figura 3-2). El día 22 de abril se produjo, primero, una abrupta subida (4 minutos) de la tensión desde los 415 kV hasta los 445 kV y, después, una abrupta bajada (3 minutos). El día 24 de abril se produjo, primero, una abrupta bajada (2 minutos) desde los 415 kV hasta los 395 kV y, después, una abrupta subida (menos de 1 minuto).

Las variaciones de tensión señaladas ponen de manifiesto, desde nuestro punto de vista, las limitaciones del sistema de control de tensión del sistema peninsular español en el que la generación RCR, controlada con factor de potencia, alcanzaba una penetración elevadísima.

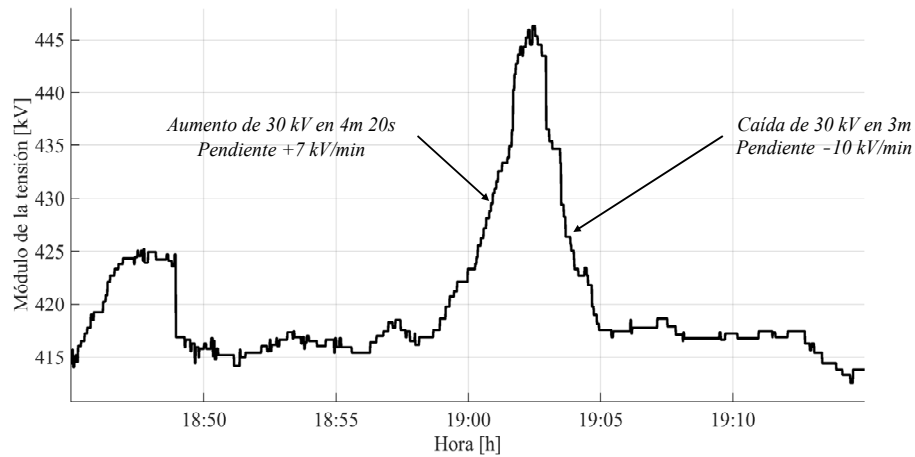


Figura 3-1: Tensiones registradas en Núñez de Balboa 400 kV el día 22 de abril en el entorno de las 19 horas.

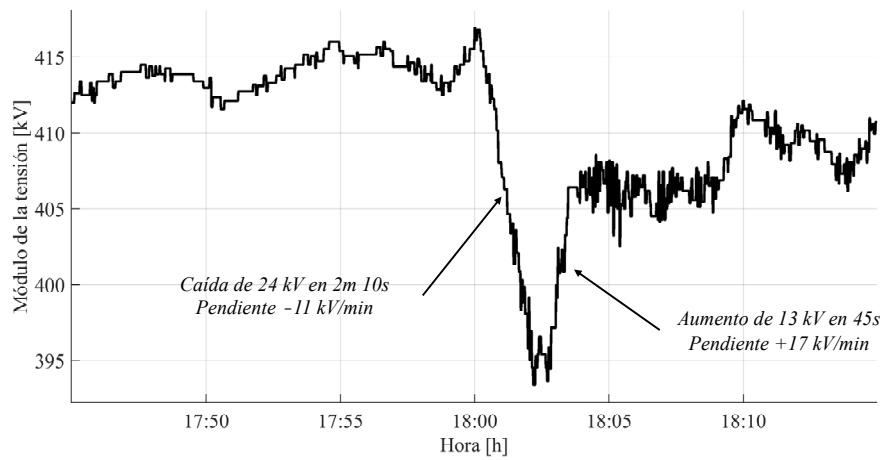


Figura 3-2: Tensiones registradas en Núñez de Balboa 400 kV el día 24 de abril en el entorno de las 18 horas.

Pasamos ahora a hacer un análisis de la evolución de las tensiones a lo largo de todo el día de los días seleccionados.

La Figura 3-3 muestra las tensiones en Núñez de Balboa 400 kV los días 22, 24 y 28 de abril, y 5 de mayo. Se observa que las tensiones presentan el día 5 de mayo menos oscilaciones que los días previos. El 28 de abril sobresalen claramente las amplias oscilaciones de tensión en las horas previas al cero, alcanzando más de 50 kV de amplitud. Finalmente, los días 22 y 24 de abril se aprecian oscilaciones destacables, concentradas entre las 10 de la mañana y las 8 de la tarde.

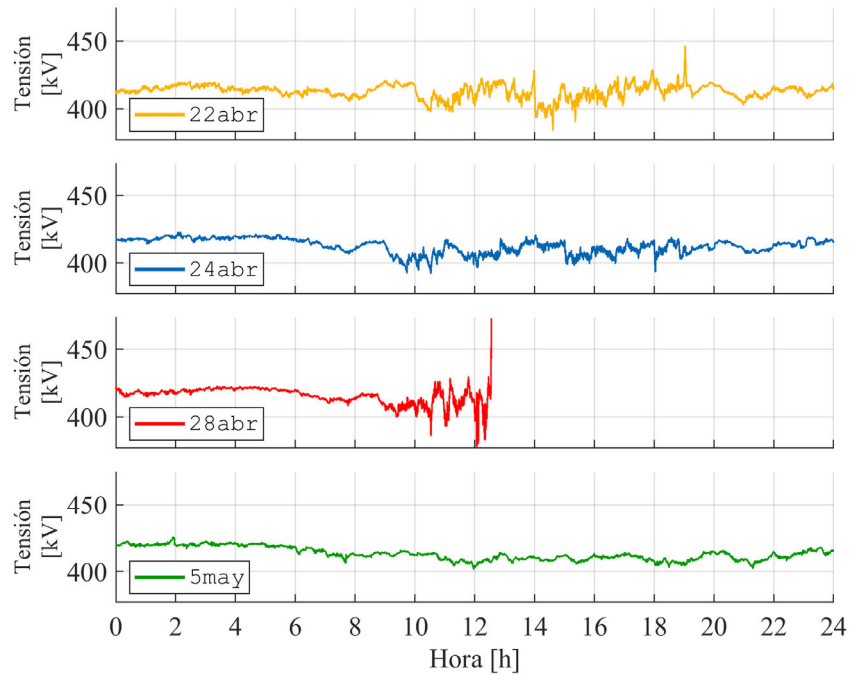


Figura 3-3: Tensiones registradas en Núñez de Balboa 400 kV los días 22, 24 y 28 de abril, y 5 de mayo

Si bien la amplitud de las variaciones de tensión es un indicador de la seguridad del sistema, no es suficiente. Para superar las limitaciones de mera inspección visual de las tensiones, se propone explorar la derivada de la tensión o Rate of Change of Voltage (RoCoV) en inglés. La propuesta de utilizar el RoCoV está tomada de la utilización de la derivada de la frecuencia (Rate of Change of Frequency, RoCoF) en el control de frecuencia. El RoCoV mide el ritmo al que varían las tensiones con el tiempo. Se obtiene, restando en cada instante al valor de la tensión el valor de la tensión en el instante anterior. La Figura 3-4 muestra un ejemplo de señal de tensión y su correspondiente RoCoV.

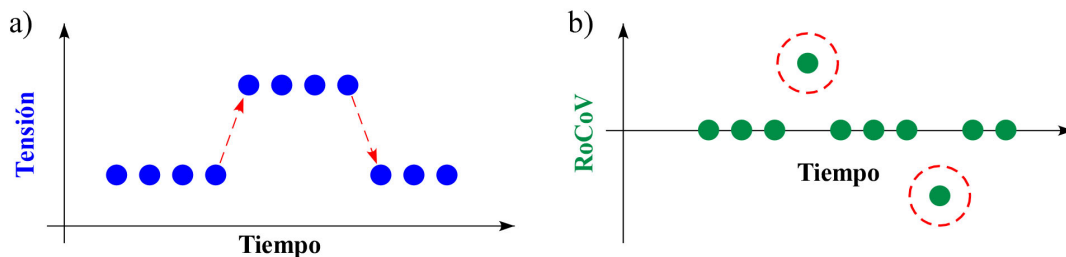


Figura 3-4: Ejemplo de señal de tensión (a) y su correspondiente RoCoV (b)

La Figura 3-4 (a) muestra un ejemplo de evolución de la tensión en el tiempo en el que en un instante se produce una subida de la tensión e instantes posteriores se produce una bajada de la tensión. La Figura 3-4 (b) se representa el RoCoV de la señal, el cual permanece nulo hasta el instante en el que la tensión cambia. En el primer cambio, al producirse un aumento de la tensión, el valor del RoCoV es positivo. En el segundo cambio, al producirse una reducción de la tensión, el RoCoV es negativo.

La Figura 3-5 muestra el RoCoV de la tensión Núñez de Balboa 400 kV de los días 22, 24 y 28 de abril, y 5 de mayo. Los valores tan elevados del RoCoV son debidos a las componentes de ruido de la medida.

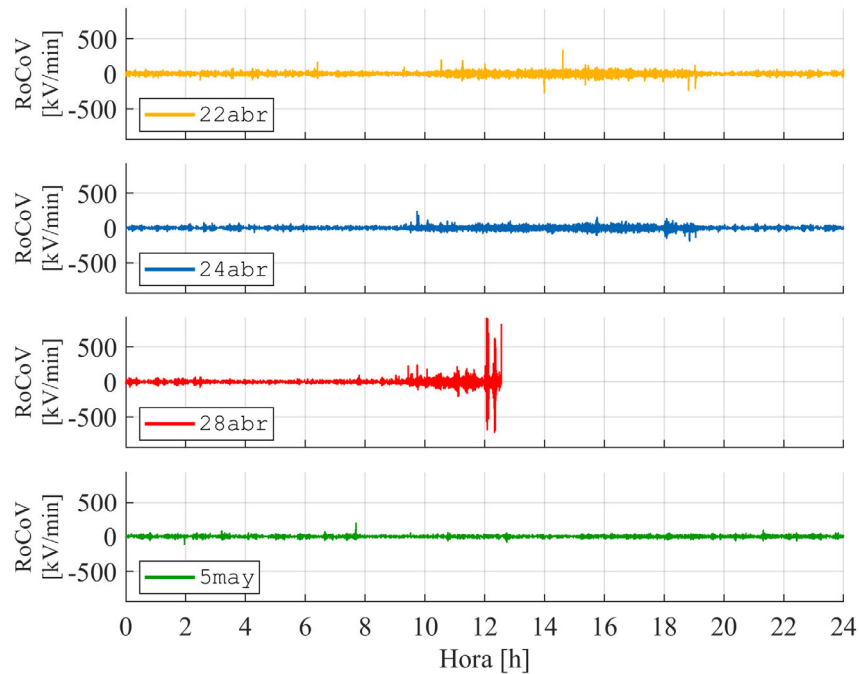


Figura 3-5: RoCoV de las tensiones registradas en Núñez de Balboa 400 kV los días 22, 24 y 28 de abril, y 5 de mayo.

El RoCoV muestra claramente una situación excepcional el día 28 de abril a partir de las 9 de la mañana. Salvo picos aislados, el RoCoV del resto de fechas apenas alcanza los 50kV/min, mientras que el 28 de abril entre las 12 y las 12:30 se alcanzan valores máximos superiores a los 400 kV/min en los nudos de 400 kV, y a los 200 kV/min en 220. Comparando los otros días, las tensiones el 5 de mayo presentan un RoCoV que apenas varía a lo largo del día. Sin embargo, los días 22 y 24 de abril se aprecia cómo el RoCoV aumenta su amplitud durante las horas de día, entre las 10 de la mañana y las 8 de la tarde.

Como se ha podido comprobar, el RoCoV aporta información muy valiosa en el análisis de oscilaciones de tensión. Sin embargo, es preciso recurrir a métricas más sofisticadas para obtener más información acerca de las oscilaciones de tensión. Uno de los problemas que presenta el RoCoV es que presenta oscilaciones parecidas a las de la propia señal. Para poder filtrar esas oscilaciones, se recurre a la media móvil. La media móvil muestra en cada punto el resultado de hacer la media de un conjunto determinado de valores anteriores en el tiempo. Por ejemplo, si la ventana de la media fuese de una hora, la media móvil de una señal a las 12:00 sería el valor medio que haya tenido la señal entre las 11:00 y las 12:00. Al mismo tiempo, al interesarnos tan sólo la magnitud del RoCoV, esta media móvil se hace sobre la señal de RoCoV al cuadrado.

La Figura 3-6 muestra un ejemplo de señal de tensión y de cómo obtener la métrica propuesta. La Figura 3-6 (a) muestra la señal de partida. La Figura 3-6 (b) muestra el correspondiente RoCoV. La Figura 3-6 (c), el RoCoV se eleva al cuadrado para eliminar la ambigüedad del signo. Finalmente, para suavizar la curva resultante se aplica una media móvil, y luego se aplica la raíz cuadrada, obteniéndose la evolución de la métrica en la Figura 3-6 (d).

Físicamente, la métrica propuesta nos informa del valor medio de las derivadas de la tensión (sean de subida o de bajada) en una ventana de tiempo. Al utilizarse una ventana móvil de tiempo, la métrica propuesta informa si las derivadas de la tensión crecen, persisten o decrecen a lo largo del tiempo.

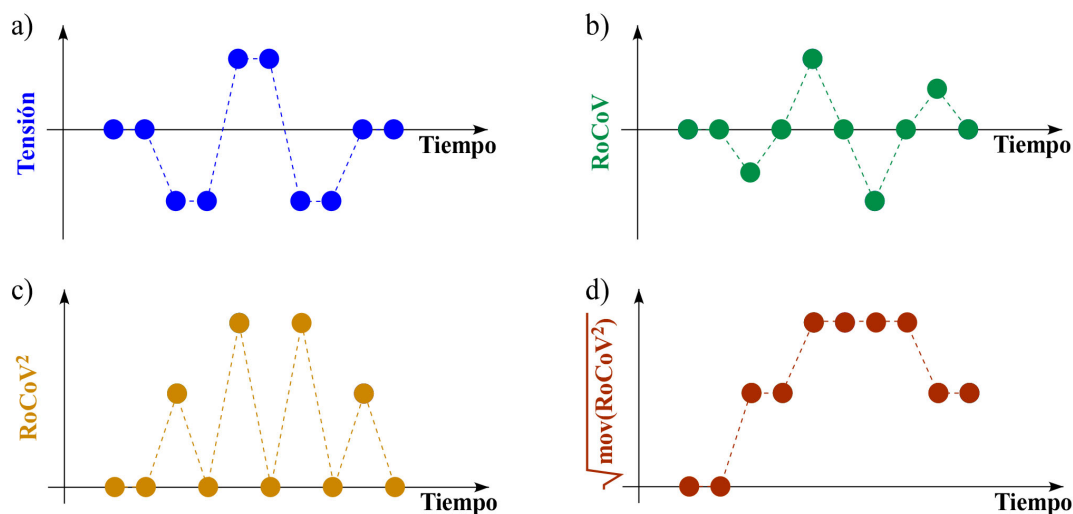


Figura 3-6: Ejemplo de señal de tensión (a), RoCoV (b), RoCoV al cuadrado (c) y media móvil del RoCoV al cuadrado (d).

La Figura 3-7 muestra la evolución a lo largo del día de la métrica propuesta en Núñez de Balboa 400 kV los días 22, 24 y 28 de abril, y 5 de mayo, considerando que la ventana de la media móvil es de una hora². La evolución de la métrica propuesta pone de manifiesto la situación anómala del control de tensión de la red de transporte en el sistema peninsular español antes del día 28 de abril, la anomalía extrema el día 28 de abril y la recuperación de la normalidad el día 5 de mayo. Debe notarse que el día 28 de abril la métrica sólo se representa hasta las 11:30 horas ya que la ventana de la media móvil es de 1 hora. La evolución de la métrica el día 28 de abril pone de manifiesto que el problema de inestabilidad de tensiones estaba presente desde las 9:00 horas y crecía conforme avanzaba la mañana.

En resumen, los fenómenos de inestabilidad de tensiones estuvieron presentes antes del día 28 de abril y desde las 9:00 horas del propio día 28.

La Figura 3-7 muestra que los días 22 y 24 de abril la métrica propuesta crece a partir de las 9 horas, se mantiene a lo largo del día, para decrecer a partir de las 19 horas. Teniendo presente que esa es la forma de variación temporal de la generación solar, podemos decir, razonablemente, que las variaciones de tensión están relacionadas con la generación solar.

² También se han explorado ventanas de otras duraciones (15, 30 minutos) para el cálculo de la media móvil. La ventana de una hora es la que ofrece una visión más certera.

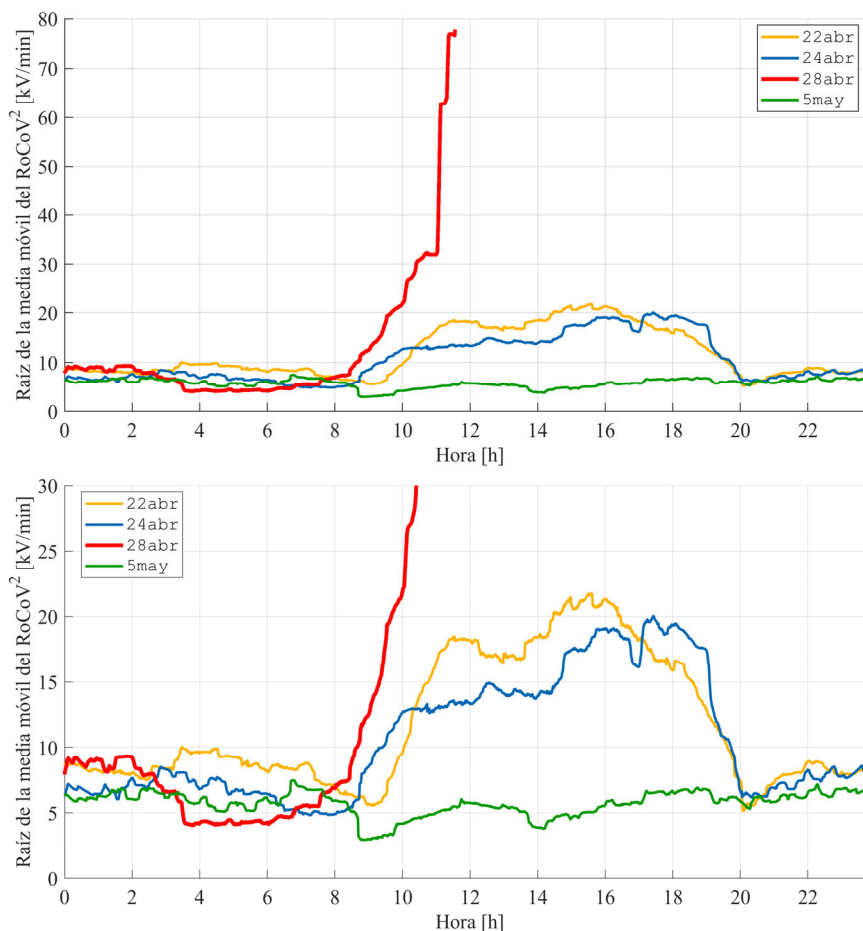


Figura 3-7: Evolución de la métrica propuesta en Núñez de Balboa 400 kV los días 22, 24 y 28 de abril, y 5 de mayo. La imagen inferior es un detalle de la superior.

3.3 Conclusiones parciales

Los fenómenos de inestabilidad de tensiones a los que hace referencia el Comité de Análisis no se pueden valorar simplemente por inspección de la variación temporal de las tensiones y descartarlos porque las tensiones estén dentro de los márgenes admisibles.

Tan relevante como que las tensiones estén dentro de los márgenes admisibles es que varíen “poco” y “lentamente”. Porque si estando las tensiones, por ejemplo, cerca de su límite superior, se experimentan variaciones “rápidas”, esas variaciones pueden conducir a la actuación de protecciones de sobretensión. Red Eléctrica ha reportado la creciente actuación intempestiva de protecciones de sobretensión cuando plantea la necesidad de un nuevo PO 7.4 sobre control de tensión de la red de transporte.

Un análisis profundo de la evolución temporal de las tensiones de los días 22, 24 y 28 de abril y 5 de mayo (una semana después del cero cuando ya Red Eléctrica aplicaba la denominada operación reforzada del sistema eléctrico) con una métrica basada en la derivada de la tensión pone de manifiesto la situación anómala del control de tensión de la red de transporte antes del día 28 de abril, la anomalía extrema el día 28 de abril y la recuperación de la normalidad el día 5 de mayo. El día 28 de abril los fenómenos de inestabilidad de tensiones comienzan sobre las 9:00 horas y crecían conforme avanzaba la mañana.

En resumen, los fenómenos de inestabilidad de tensiones estuvieron presentes antes del día 28 de abril y desde las 9:00 horas del propio día 28.

4 LA BAJA GENERACIÓN SÍNCRONA EN LAS ÁREAS SUR Y CENTRO Y LA DEBILIDAD DE LA RED DE TRANSPORTE EN ESAS ÁREAS

Desde nuestro punto de vista, dos circunstancias caracterizan la situación del sistema eléctrico peninsular a las 9:00 horas del día 28 de abril:

- La combinación de baja generación síncrona con control dinámico de tensión en el sur (un solo grupo de ciclo combinado en Andalucía) y en el centro (sólo uno de los grupos nucleares).
- La debilidad de la red de transporte.

El Comité de Análisis señala en su informe que

El número final de grupos térmicos acoplados a las 12:30, justo antes del evento, fue de 11 cifra que no se ha registrado en ningún otro día del año

Esta sección aborda el análisis de la distribución geográfica de la generación síncrona. Para ello utilizaremos como medida la inercia. También contiene un análisis exhaustivo de la evolución de la generación de ciclo combinado en Andalucía entre enero de 2024 y julio de 2025.

Por otra parte, las maniobras de conexión de líneas realizadas entre las 9:00 y las 12:30, especialmente las realizadas entre las 12:00 y las 12:30 horas para amortiguar oscilaciones, nos sugieren un análisis del estado de la red de transporte (líneas abiertas) a las 9:00 horas.

4.1 La baja generación síncrona en las áreas sur y centro

Red Eléctrica divide el modelo del sistema peninsular español en cinco áreas: noroeste (área nº 1), norte (área nº 2), este (área nº 3), centro (área nº 4) y sur (área nº 5) tal y como muestra la Figura 4-1.

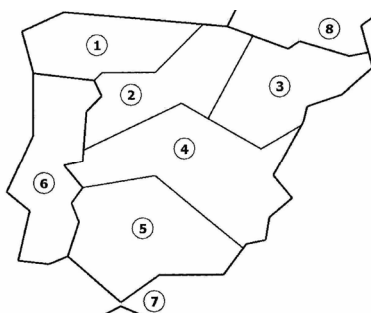


Figura 4-1: Áreas del sistema peninsular español y áreas externas.

La Tabla 4-1 contiene los detalles del cálculo de la inercia por áreas del sistema peninsular español³. Se detallan los valores de la energía cinética de rotación⁴ por tecnología de generación (nuclear, ciclo combinado, carbón e hidráulica) y por área. También el cálculo de la demanda por área.

Tabla 4-1: Distribución de inercia a las 12 horas del 28 de abril de 2025.

Área	Energía cinética de rotación [MWs]					Demand			Inercia [s]
	Nuclear	Ciclo combinado	Carbón	Hidráulica	Total	Caso raw e-sios [MW]	Caso raw e-sios [%]	Estimación [MW]	
NOROESTE	0	3714	1746	6652	12111	3194	13%	3152	3,84
NORTE	0	2995	0	7843	10837	3633	15%	3585	3,02
ESTE	9642	0	0	4105	13747	5988	24%	5909	2,33
CENTRO	2906	8875	0	4204	15984	8780	35%	8664	1,84
SUR	0	2881	0	1535	4417	3443	14%	3398	1,30
TOTAL	12547	18465	1746	24339	57097	25038	100%	24708	2,31

El punto de partida para el cálculo de la construcción del caso de estudio ha sido:

- Información recabada en el proyecto FLEXENER, financiado por el CDTI, sobre la inercia de los grupos generadores [14].
- El fichero raw de flujo de cargas de PSS/e del escenario horario de funcionamiento del sistema eléctrico a las 12 horas antes de la solución de restricciones de operación de Red Eléctrica disponible en el sistema de información del operador del sistema (e-sios).
- El informe de solución de restricciones técnicas del día 28 de abril.

Red Eléctrica pone a disposición de los agentes los ficheros en formato raw de flujo de cargas de PSS/e de los escenarios horarios de funcionamiento del sistema eléctrico antes de la solución de restricciones de operación. Estos escenarios de flujo de cargas incluyen la generación y demanda por nudo resultado de la casación del mercado y las líneas y transformadores que no están en servicio por mantenimiento programado. El informe de solución de restricciones técnicas informa sobre las acciones tomadas por Red Eléctrica en dicho proceso.

La Tabla 4-1 pone de manifiesto que la inercia total calculada por nosotros es ligeramente superior a la que ha calculado ENTSO-e y ha publicado. La Tabla 4-1 y la Figura 4-2 también muestran que la distribución de la inercia no es uniforme en las áreas del sistema peninsular español: va cayendo de norte a sur. La inercia varía entre 3,84 segundos en el área noroeste y 1,3 segundos en el área sur. En el área centro es de 1,84 segundos. Las inercias de las áreas centro y sur, donde se produjeron las desconexiones de generación, son sensiblemente inferiores a las recomendaciones de ENTSO-e que son una inercia mínima de 2 segundos [15].

³ La inercia de un área, expresada en segundos, se calcula como el cociente entre la energía cinética de rotación de los generadores acoplados en el área, expresada en MWs, dividida por la demanda, expresada en MW [13].

⁴ La constante de inercia del rotor del conjunto del generador y de la turbina, expresada en segundos, se define como la energía cinética de rotación a la velocidad angular nominal, expresada en MWs, dividida por la potencia aparente nominal del generador expresada en MVA. Por tanto, la energía cinética de rotación se calcula como el producto de la constante de inercia de por la potencia aparente nominal del generador.

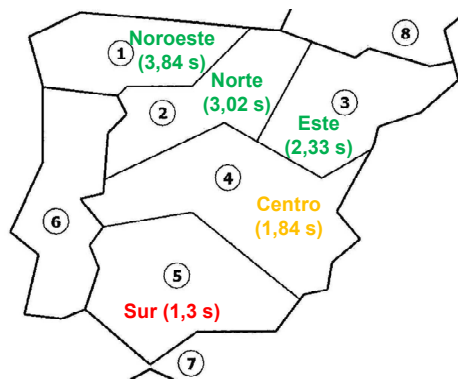


Figura 4-2: Inercia en las áreas del sistema peninsular español.

4.2 La baja generación síncrona en Andalucía el día 28 de abril

Andalucía dispone de un total de 13 centrales de ciclo combinado. De las 13 centrales, 11 de ellas tienen una configuración mono eje 1+1 (con un solo alternador que integra la turbina de gas y la de vapor en el mismo eje) y dos de ellas tienen configuración multieje 2+1 (tres alternadores diferentes para una turbina de vapor y 2 turbinas de gas con ejes independientes). De las 13 centrales, 8 estaban disponibles para haber sido programadas en el proceso de solución de restricciones técnicas.

Como resultado del proceso de solución de restricciones técnicas, Red Eléctrica programó Arcos 1 y San Roque 2. Los motivos fueron SOT (Red de Transporte – Sobretensión) y COT (Control de Tensión). San Roque 2 declaró su indisponibilidad la noche del 27 de abril. Red Eléctrica no sustituyó San Roque 2 por otro grupo. Por tanto, sólo se programó un grupo de una central de ciclo combinado en Andalucía.

Veamos la evolución temporal del número mínimo y máximo diario de grupos de centrales de ciclos combinados acoplados en Andalucía. La Figura 4-3 muestra los citados números a lo largo de 2024 y la Figura 4-4 los muestra hasta el final del mes de junio de 2025. Hasta el 28 de abril, el número mínimo de grupos más frecuente era uno. A partir del 28 de abril, el número mínimo más frecuente es seis. La transformación del sistema eléctrico con la incorporación creciente de generación solar FV en Andalucía y Extremadura no ha dado lugar a cambios en la solución de restricciones técnicas que da lugar a la conexión de grupos de centrales de ciclo combinado.

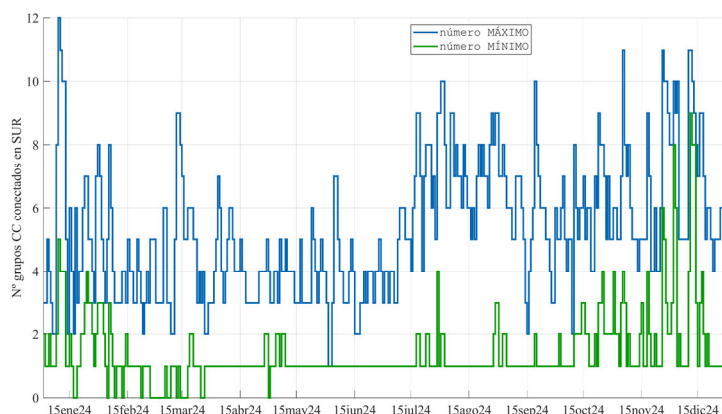


Figura 4-3: Número máximo y mínimo de grupos de centrales de ciclo combinado acoplados en cada día en Andalucía durante el año 2024.

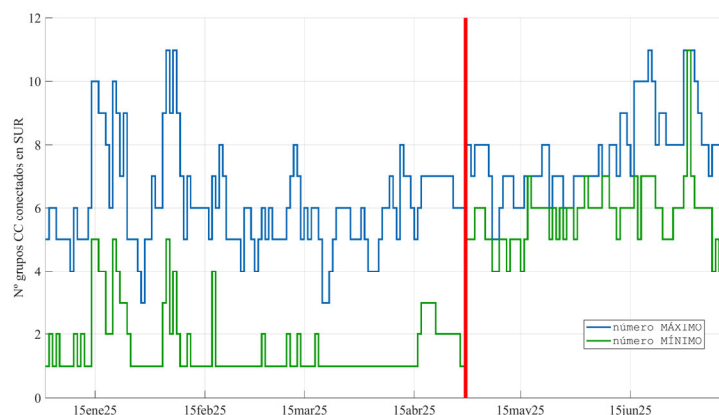


Figura 4-4: Número máximo y mínimo de grupos de centrales de ciclo combinado acoplados en cada día en Andalucía durante el año 2025. La barra roja marca el 28 de abril.

4.3 La debilidad de la red el día 28 de abril

Desde hace años, el Ministerio competente [16] y Red Eléctrica habían reconocido en diversos documentos que la red de transporte del sistema peninsular español exhibía un problema endémico de tensiones altas. Dicho problema conjugado con las limitaciones del sistema de control de tensión previsto en el PO 7.4 y el RD 413/2014 conducía a la apertura diaria del orden de 70 líneas por control de tensión, a un número muy elevado de horas-nudo con tensiones superiores a las normalmente admisibles (420 kV/240 kV) y a un número creciente de desconexiones por actuación de protecciones de sobretensión [10].

Tal y como muestra la Tabla 4-2, a las 9 horas del día 28 de abril se encontraban abiertas por control de tensión un total de 49 líneas (41 a 400 kV y 8 a 220 kV) y el total de líneas abiertas por control de tensión, indisponibilidades y trabajos previstos alcanzaba la cifra de 86 líneas. Más relevante si cabe es la longitud de las líneas abiertas con relación al total de la extensión de la red de transporte. El 18,4 % de la extensión de la red a 400 kV se encontraba abierta por control de tensión y el 22,9 % por control de tensión, indisponibilidades y trabajos revistos. Es de destacar que el 35,8% y el 34,3 % de la extensión de la red a 400 kV en las áreas sur y centro, respectivamente, estaba desconectada.

Tabla 4-2: Número de líneas abiertas por control de tensión, indisponibilidades y trabajos previstos por área y por nivel de tensión.

Área	Número líneas abiertas control tensión a las 9:00			Número líneas indisponibilidades en curso			Número líneas trabajos previstos comenzar 28/04/2025 antes 9:00		
	220 kV	400 kV	Total	220 kV	400 kV	Total	220 kV	400 kV	Total
NOROESTE		7	7	3		3			
NORTE		4	4	1	1	2			
ESTE	3	7	10	5	4	9	2	1	3
CENTRO	5	13	18	10	4	14	1	1	2
SUR		10	10		3	3			
TOTAL	8	41	49	19	13	32	3	2	5

Tabla 4-3: % km de líneas abiertas por control de tensión, indisponibilidades y trabajos previstos por área y por nivel de tensión.

Área	% km líneas abiertas control tensión a las 9:00		% km líneas con indisponibilidades en curso		% km líneas trabajos previstos comenzar 28/04/2025 antes 9:00	
	220 kV	400 kV	220 kV	400 kV	220 kV	400 kV
NOROESTE		20,74%	2,5%	0,9%		
NORTE		14,4%	0,7%	1,6%		
ESTE	1,5%	8,5%	2,8%	4,8%	0,3%	1,3%
CENTRO	7,0%	26,7%	5,6%	2,2%	0,4%	5,4%
SUR		27,5%		8,3%		
TOTAL	1,8%	18,4%	2,3%	3,8%	0,2%	1,4%

4.4 Conclusiones parciales

Esta sección ha mostrado con claridad la singularidad del día 28 de abril en cuanto a la baja generación sincrónica con control dinámico de tensión en las áreas sur y centro. Se ha utilizado la inercia como medida de la distribución geográfica de la generación sincrónica. La inercia en el

área sur era igual a 1,3 segundos mientras que en el área centro era 1,84 segundos. Ambos son inferiores a las recomendaciones de ENTSO-e (2 segundos).

Se puede concluir, por tanto, la escasez de medios para la realización del control dinámico de la tensión. Hasta esa fecha nunca se había operado con un solo grupo de ciclo combinado en Andalucía y un solo grupo nuclear en el centro.

También se ha mostrado la evolución del número de grupos de centrales de ciclo combinado conectados en Andalucía desde el 1 de enero de 2024 hasta el 30 de junio de 2025. Ha quedado constatado el cambio operado a partir del 28 de abril.

La extensión de la red a 400 kV peninsular abierta por diversas razones (control de tensión, indisponibilidades y trabajos programados), a las 9:00 horas, alcanzaba el 22,9 % el día 28 de abril a las 9:00 horas. Es de destacar que el 35,8 % y el 34,3 % de la extensión de la red a 400 kV en las áreas sur y centro, respectivamente, estaba desconectada. Con más de un tercio de la red a 400 kV desconectada, se puede hablar de una red de transporte débil en las áreas sur y centro.

5 LAS OSCILACIONES DEL SISTEMA

Entre las 12:00 y las 12:30 horas se producen dos episodios de oscilaciones de 0,6 Hz y 0,2 Hz de gran amplitud. Antes de las 12:00 horas también se producen oscilaciones de 0,2 y 0,6 Hz, que, si bien no tienen gran amplitud, conducen a Red Eléctrica a conectar tres líneas a 400 kV.

Las oscilaciones del sistema acaecidas entre las 12 y las 12:30 horas se pueden observar en diferentes variables del sistema eléctrico (frecuencia de un nudo, potencia por una línea, etc.). Aunque se habla frecuentemente de la frecuencia del sistema, la frecuencia en cada nodo de la red eléctrica es distinta.

En la evolución temporal de frecuencia en Almaraz entre las 12:00 y las 12:33 horas (ver Figura 5-1) se observan dos periodos en los que la frecuencia exhibe variaciones de mayor amplitud y frecuencia. Se ha elegido la frecuencia en Almaraz porque dicha frecuencia es próxima a la velocidad de giro del rotor del grupo 2 de la central nuclear de Almaraz que se encontraba acoplado a la red.

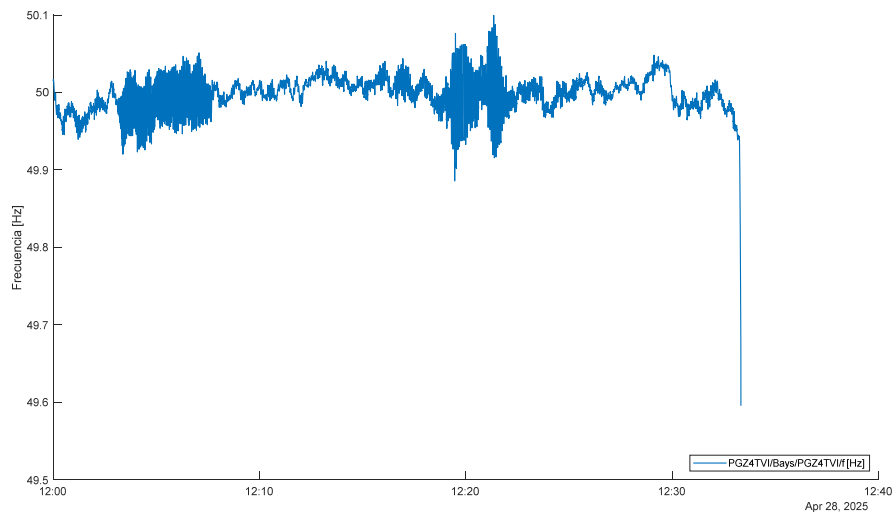


Figura 5-1: Evolución de la frecuencia en Almaraz entre las 12:00 y las 12:33 horas.

Entre las 12:02 y las 12:08 horas tuvo lugar una oscilación sostenida (amortiguamiento muy bajo, del orden del 1%) de 0,6 Hz y entre las 12:10 y las 12:23 horas tuvo lugar una oscilación también sostenida (con amortiguamiento muy bajo, también del orden del 1%) de 0,2 Hz. El amortiguamiento de las oscilaciones se ha calculado por el método de Prony ([17], [18]).

La ocurrencia de oscilaciones con amortiguamiento tan bajo como el 1% está en contradicción con lo establecido tanto en el PO 13.1 sobre criterios de desarrollo de la red de transporte [19] como en las especificaciones de detalle para el cálculo de la capacidad de acceso de la generación a las redes de transporte y distribución [20] que requiere que el amortiguamiento de las oscilaciones sea mayor o igual al 5%.

Entre las 12:00 y las 12:30 horas, Red Eléctrica conecta 11 líneas a 400 kV y cambia el modo de control del enlace en corriente continua. Estas maniobras tienen un efecto amortiguador de las oscilaciones.

Primero comentaremos la oscilación de 0,2 Hz y luego la de 0,6 Hz. Tomaremos como referencia la oscilación de 0,2 Hz para luego poder comparar la oscilación de 0,6 Hz con la de 0,2 Hz.

Entre la ocurrencia de las oscilaciones de 0,6 Hz y la ocurrencia de las oscilaciones de 0,2 Hz, el modo de control del enlace en corriente continua fue cambiado de emulación de línea de alterna a potencia constante tal y como muestra la Figura 4-10. El cambio se produce cuando las oscilaciones de 0,6 Hz ya se habían amortiguado. Al producirse el cambio de modo de control, la línea Vich-Baixas pasa a tener un flujo de potencia de sentido contrario al del enlace en corriente continua Santa Llogaia-Baixas, lo cual resulta anómalo. El impacto del modo de control del enlace en corriente continua en los eventos que tuvieron lugar solo se puede investigar con modelos de simulación de los que solo Red Eléctrica dispone.

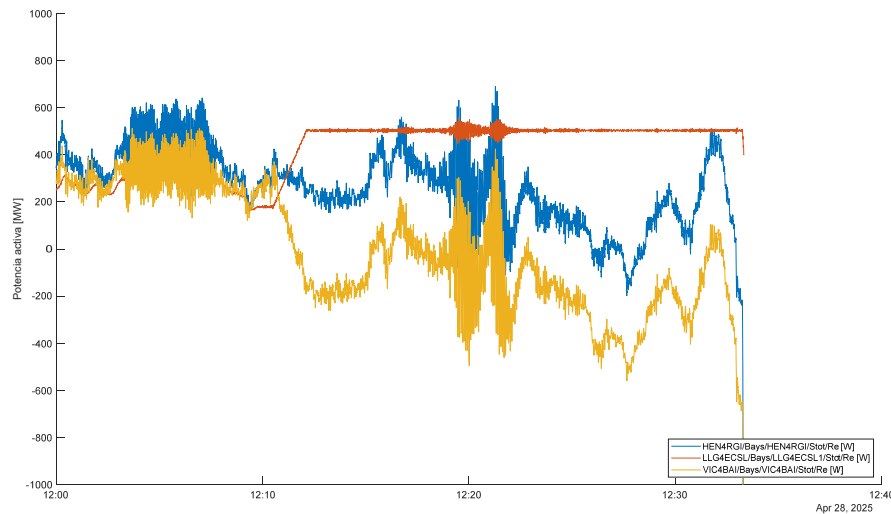


Figura 5-2: Evolución de la potencia por las líneas de interconexión a 400 kV y por el enlace en corriente continua.

5.1 Las oscilaciones de 0,2 Hz

La Figura 5-6 muestra el detalle de la evolución de la frecuencia en Almaraz entre las 12:15 y las 12:23 horas para apreciar mejor el comienzo de las oscilaciones. La Figura 5-7 muestra el detalle de la evolución de la frecuencia entre las 12:19 y las 12:20 horas en Almaraz y Vandellós. Se han elegido estas frecuencias porque dichas frecuencias son próximas a la velocidad de giro del rotor de los generadores Almaraz 2 y Vandellós 2 que se encontraban acoplados a la red. Se aprecia que el periodo de la oscilación es aproximadamente de 5 segundos, resultando una frecuencia de la oscilación de 0,2 Hz. También se aprecia que las oscilaciones de la frecuencia en Almaraz y Vandellós están en fase.

La oscilación de 0,2 Hz es una oscilación bien conocida en el sistema continental europeo. También es bien conocida por Red Eléctrica y RTE (transportista y operador del sistema francés) tras las oscilaciones del 1 de diciembre de 2016 ([21]-[23]).

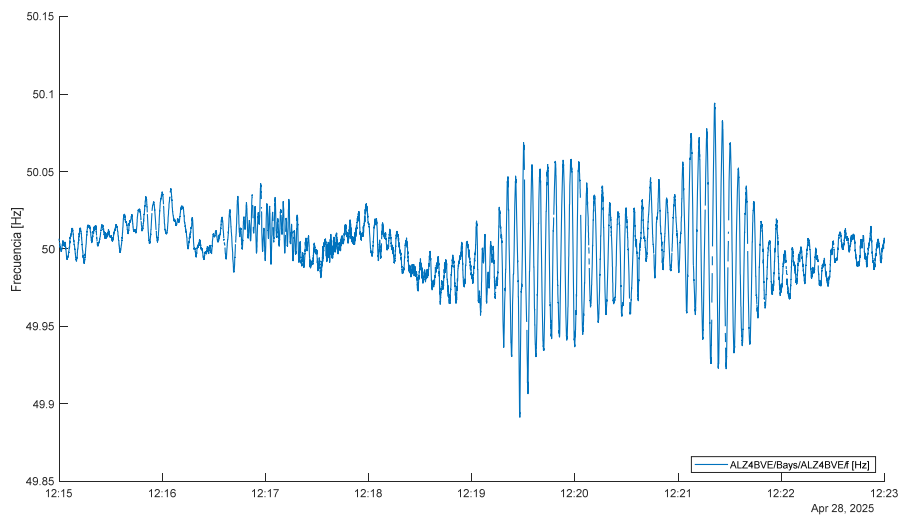


Figura 5-3: Detalle de la evolución de la frecuencia en Almaraz entre las 12:15 y las 12:23 horas.

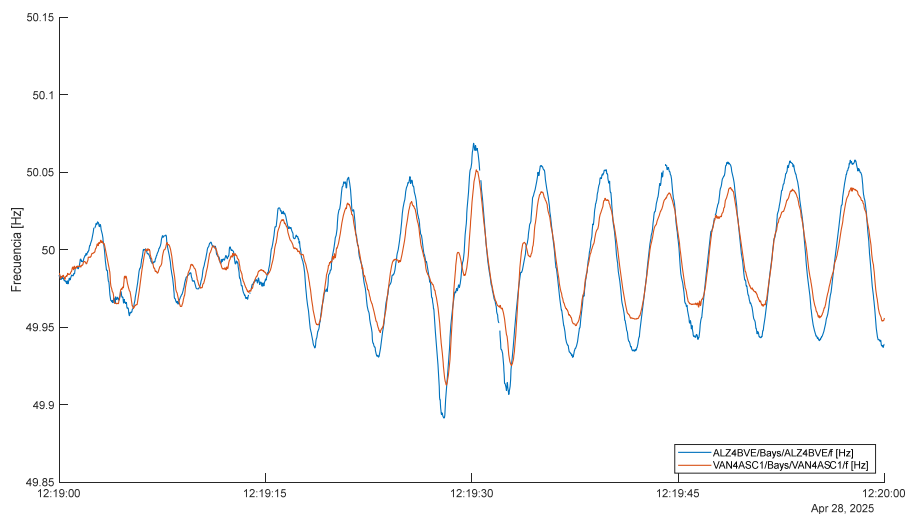


Figura 5-4: Detalle de la evolución de la frecuencia en Almaraz entre las 12:19 y las 12:20 horas.

La Figura 5-5 muestra el detalle de la evolución de la potencia activa de intercambio entre España y Francia entre las 12:19 y las 12:20 horas. La amplitud de la oscilación de 0,2 Hz es del orden de 1480 MW pico a pico. El examen de la potencia de intercambio entre Francia y España permite comprender la naturaleza de la oscilación de 0,2 Hz. Se trata de una oscilación en la que los generadores de la península Ibérica intercambian potencia con generadores del resto del sistema continental europeo.

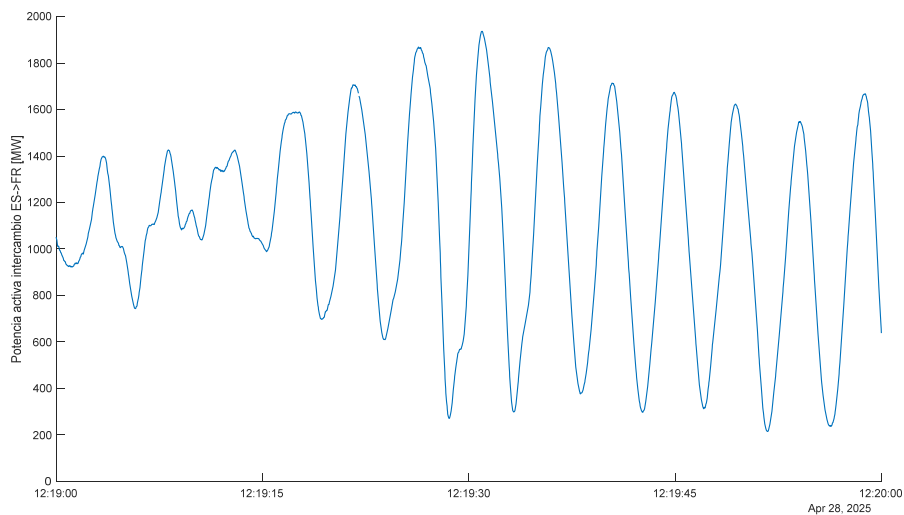


Figura 5-5: Detalle de la evolución de la potencia activa de intercambio total entre Francia y España entre las 12:19 y las 12:20 horas.

5.2 Las oscilaciones de 0,6 Hz

La Figura 5-6 muestra el detalle de la evolución de la frecuencia entre las 12:02 y las 12:08 horas. La Figura 5-7 muestra el detalle de la evolución de la frecuencia entre las 12:03 y las 12:04 horas. Al principio de la perturbación, sólo se aprecia una oscilación de 0,6 Hz. Al final del periodo mostrado se aprecian oscilaciones de 0,6 y 0,2 Hz superpuestas. Se aprecia un ligero desfase entre las frecuencias de Almaraz y Vandellós como nudos representativos del suroeste y del nordeste.

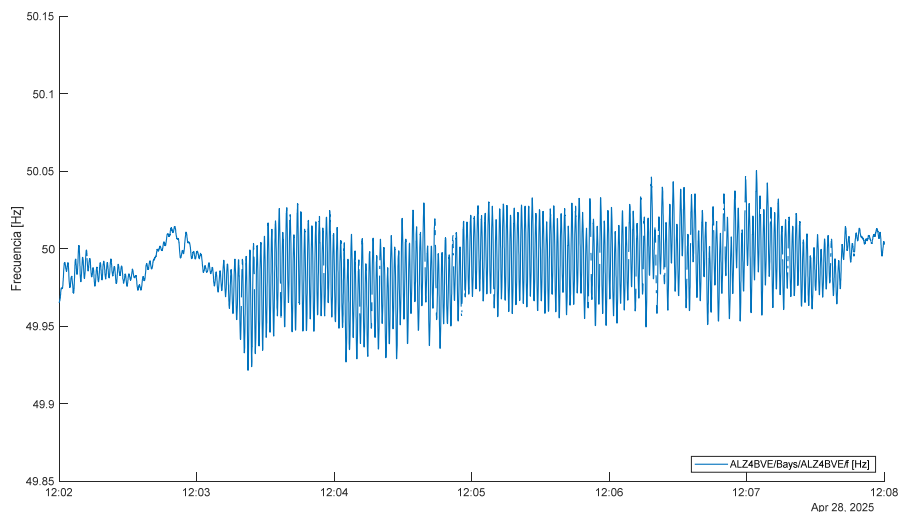


Figura 5-6: Detalle de la evolución de la frecuencia entre las 12:02 y las 12:08 horas.

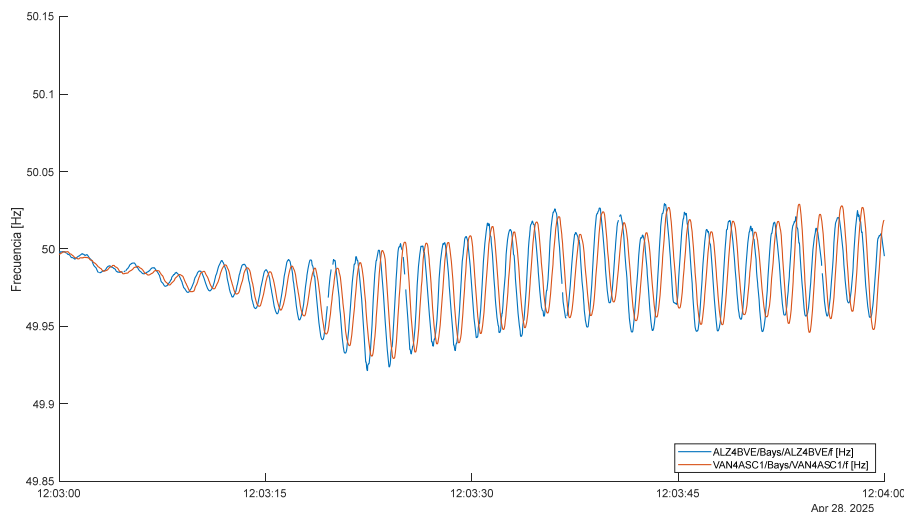


Figura 5-7: Detalle de la evolución de la frecuencia entre las 12:03 y las 12:04 horas.

ENTSO-e señala a partir de una representación de la forma geográfica del modo (geographical mode shape en la literatura técnica en inglés) que la oscilación de 0,6 Hz es una oscilación entre el suroeste y el noreste de la península Ibérica. Desde nuestro punto de vista, pese a ese desfase entre Almaraz y Vandellós, no se puede decir que se trate de una oscilación entre el suroeste y el noreste de la península Ibérica.

La Figura 5-8 muestra el detalle de la evolución de la potencia activa de intercambio entre España y Francia entre las 12:03 y las 12:04 horas. La amplitud de la oscilación de 0,6 Hz es del orden de 470 MW pico a pico. El examen de la potencia de intercambio entre Francia y España permite comprender la naturaleza de la oscilación de 0,6 Hz. Se trata de una oscilación en la que los generadores de la península Ibérica intercambian potencia con generadores del resto del sistema continental europeo.

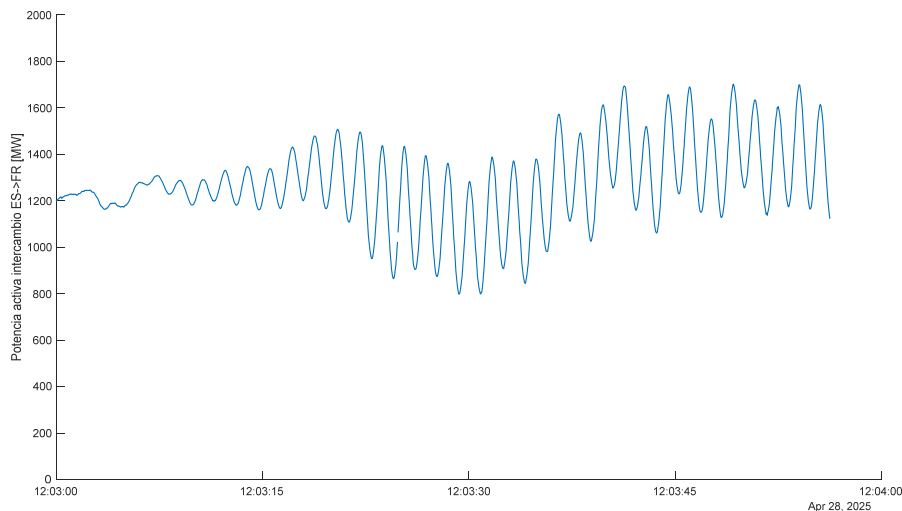


Figura 5-8: Detalle de la evolución de la potencia activa de intercambio por las líneas de interconexión con Francia a 400 kV en corriente alterna y en corriente continua entre las 12:02 y las 12:08 horas.

Red Eléctrica en su informe achaca la oscilación de 0,6 Hz ocurrida entre las 12:03 y las 12:08 horas a una oscilación forzada con origen en una planta fotovoltaica (FV) situada al sur de Extremadura. También ENTSO-e señala que se trata de una oscilación forzada.

El informe del Comité de Análisis señala que la oscilación de 0,6 Hz citada tuvo gran amplitud en Portugal. También fue observada en Francia (Tavel, Loony y Albertville) e incluso en Alemania (Friburgo). Si bien el origen de esta información recogida en el informe del Comité de Análisis es Red Eléctrica, Red Eléctrica no la menciona en su informe.

El informe de Red Eléctrica no contiene evidencias y/o análisis que sustenten el carácter de oscilación forzada. Tampoco la afirmación de ENTSO-e está soportada por evidencias y/o análisis.

En la literatura científica sobre oscilaciones forzadas en sistemas eléctricos ([17], [24]) se afirma que evidencias típicas de las mismas son “formas de onda no lineales” o “presencia de componentes armónicos”, que no se aprecian en los registros. También la literatura científica ofrece métodos para establecer el carácter forzado de una oscilación: “Disipating Energy Flow Method” o “Cross Power Spectral Density Method”.

La amplitud (en MW pico a pico) de la oscilación de 0,6 Hz es comparable a la amplitud de la oscilación de 0,2 Hz. Ello indica que los generadores involucrados en la oscilación de 0,6 Hz no solo están en la península Ibérica, sino más allá de nuestra frontera con Francia. Las observaciones mencionadas en el informe del Comité de Análisis así lo confirman.

Por tanto, se puede afirmar la existencia de una oscilación natural en el sistema europeo de 0,6 Hz en la que interactúan generadores de la península Ibérica con generadores del resto de Europa. No hay bases para afirmar que la variación periódica de la potencia entregada por la citada planta FV sea la responsable de la oscilación natural de 0,6 Hz del sistema continental europeo.

Incluso, si se tratara de una oscilación forzada debida a una instalación concreta, no debe olvidarse que la amplitud de las oscilaciones causadas por una oscilación forzada depende de la proximidad de la frecuencia de la oscilación forzada a la frecuencia de una de las oscilaciones naturales del sistema y del amortiguamiento de la misma.

Las oscilaciones naturales de un sistema dinámico son resultado de las interacciones de los componentes del sistema. La estabilidad de las oscilaciones naturales del sistema es responsabilidad de la entidad que integra los componentes en un sistema. Son los transportistas y operadores del sistema europeo los responsables de proporcionar los ajustes de los controles para amortiguar las oscilaciones, ya que solo ellos tienen el conocimiento de todos los componentes conectados a sus redes.

5.3 Las oscilaciones y la generación síncrona en Andalucía

Los grupos de las centrales de ciclo combinado en Andalucía juegan un papel muy relevante en el amortiguamiento de la oscilación de 0,2 Hz por encontrarse en uno de los extremos del sistema continental europeo. Recordemos que la oscilación de 0,2 Hz corresponde a una oscilación en la que los generadores de los extremos oeste (España) y este (Turquía) oscilan contra el centro.

La diferente amplitud de las oscilaciones de frecuencia en el extremo sur de la península (Puerto de la Cruz 400 kV) y en la frontera de España con Francia (Hernani 400 kV y Santa Llogaia 400 kV) mostradas en la Figura 5-9 confirma la mayor observabilidad de la oscilación de 0,2 Hz en el extremo sur de la península.

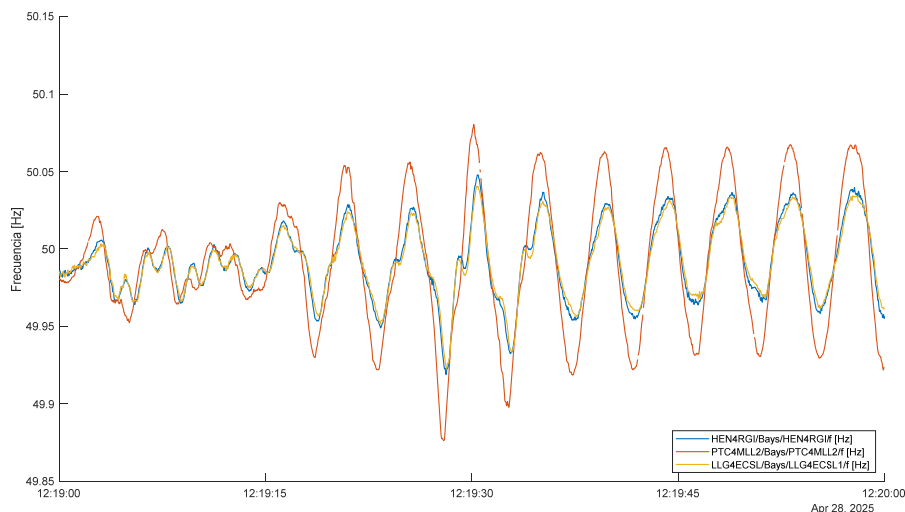


Figura 5-9: Detalle de la evolución de la frecuencia en Hernani, Puerto de la Cruz y Santa Llogaia entre las 12:19 y las 12:20 horas.

Un sencillo ejemplo como el mostrado en la Figura 5-10 muestra que es en los extremos de una oscilación donde se observa más una oscilación y donde se puede ser más efectivo un dispositivo para amortiguarla [25]. En efecto, si se actúa en el punto de apoyo de nuestro sencillo ejemplo (el nodo de la oscilación), no se puede modificar la oscilación. Por el contrario, si se actúa en los extremos (vientres de la oscilación), sí se puede modificar la misma.

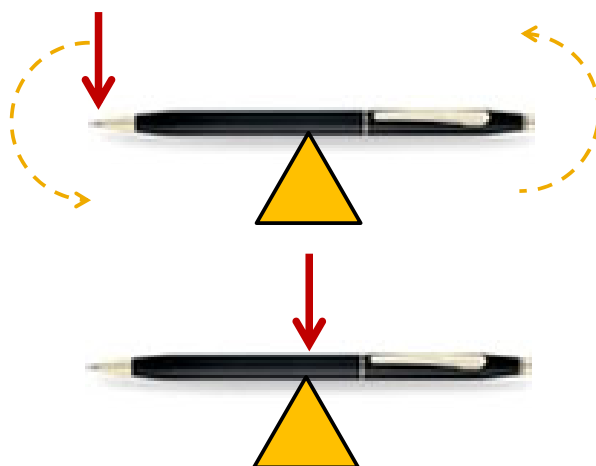


Figura 5-10: Sencillo ejemplo para explicar la controlabilidad y la observabilidad de las oscilaciones dependiendo de la localización de la acción de control.

Por ello, no es de extrañar la aparición de oscilaciones poco amortiguadas con una red débil y con baja generación síncrona (centrales de ciclo combinado) en Andalucía, ya que todos los grupos de las centrales de ciclo combinado están equipados con estabilizadores del sistema de potencia (Power System Stabilizers, PSSs). La importancia de los grupos de las centrales de ciclo combinado para el amortiguamiento de las oscilaciones interárea es debida a la alta observabilidad de las mismas. Por otra parte, tampoco es de extrañar el efecto amortiguador de las maniobras realizadas por Red Eléctrica entre las 12:00 y las 12:30 horas.

5.4 Conclusiones parciales

El resultado del análisis de las oscilaciones ocurridas entre las 12:00 y las 12:30 horas se puede resumir en los siguientes términos:

- El efecto amortiguador de las maniobras realizadas por Red Eléctrica confirmaría la debilidad de la red.
- Los grupos de las centrales de ciclo combinado de Andalucía son muy importantes para el amortiguamiento de las oscilaciones de 0,2 Hz por estar localizados en el extremo del sistema continental europeo y por estar equipados con estabilizadores del sistema de potencia.
- La oscilación de 0,6 Hz tiene carácter de oscilación interárea entre generadores del sistema ibérico y generadores del resto del sistema continental europeo, ya que la amplitud de la oscilación de la potencia activa de intercambio (470 MW pico a pico) es comparable con la amplitud de la oscilación de 0,2 Hz (1480 MW pico a pico).
- Las afirmaciones de Red Eléctrica y ENTSO-e sobre el carácter forzado de dicha oscilación no están soportadas por evidencias y/o análisis. Incluso si se tratara de una oscilación forzada debida a una instalación concreta, no debe olvidarse que la amplitud de las oscilaciones causadas por una oscilación forzada depende de la proximidad de la frecuencia de la oscilación forzada a la frecuencia de una de las oscilaciones naturales del sistema y del amortiguamiento de la misma. Las oscilaciones naturales de un sistema dinámico son resultado de las interacciones de los componentes del sistema. La estabilidad de las oscilaciones naturales del sistema es responsabilidad de la entidad que integra los componentes en un sistema.

6 EL MARGEN AL COLAPSO POR SOBRETENSIÓN

Se ha desarrollado un modelo conceptual que explica el fenómeno primario acontecido y que hemos denominado *colapso por sobretensión*. Si bien el fenómeno de *colapso de tensión*, o de forma más precisa *colapso por subtenSIÓN*, es ampliamente tratado en la literatura científica ([26], [27]), el fenómeno de colapso por sobretensión es inédito. En el colapso por subtenSIÓN, la tensión cae al aumentar la carga de un sistema eléctrico. En el colapso por sobretensión, la tensión crece al disminuir la carga del sistema eléctrico debido a la reducción de la generación. En ambos fenómenos, tanto la capacidad de los generadores para generar y consumir potencia reactiva como el funcionamiento de las líneas de transporte de energía eléctrica con cargas elevadas y con cargas reducidas juegan papeles determinantes.

El valor del modelo conceptual no solo reside en que permite explicar lo ocurrido, sino que permite valorar el impacto de decisiones y medidas tomadas.

Esta sección va a aplicar el citado modelo conceptual a la situación del sistema eléctrico peninsular a las 12:30 horas del día 28 de abril. También contiene dos estudios de sensibilidad:

- El impacto del despacho del día 30 de abril.
- El impacto de las maniobras realizadas por Red Eléctrica entre las 12:00 y las 12:30 horas.

6.1 Modelo conceptual

En el fenómeno de colapso de tensión, la tensión cae al aumentar la carga de un sistema eléctrico. La Figura 6-1 muestra la característica curva de nariz en el plano tensión-carga del sistema. La nariz corresponde al punto en el que se alcanza la máxima potencia transportable por el sistema eléctrico. En la Figura 6-1, la línea continua representa la variación de la tensión (eje de ordenadas) en función de la carga del sistema (eje de abscisas). Si aumenta la carga del sistema, cae la tensión. En la Figura 6-1, la línea discontinua representa la evolución de la tensión en función de la carga cuando algún generador alcanza el límite de generación de potencia reactiva. En la Figura 6-1, se ha resaltado la trayectoria del sistema cuando aumenta la carga del sistema. En el fenómeno de colapso de tensión, el colapso se produce por subtenSIÓN.

El día 17 de diciembre de 2001 se produjo una situación en el sistema peninsular español próxima al colapso por subtenSIÓN que fue impedida por Red Eléctrica dando instrucciones de deslastre de carga en Madrid y en Levante ([28], [29]).

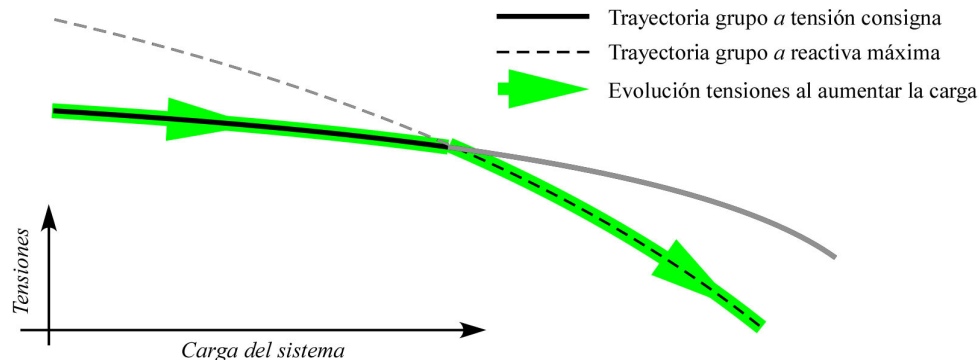


Figura 6-1: Evolución de la tensión al producirse el aumento de la carga.

Hemos desarrollado un modelo conceptual y un modelo de simulación para explicar lo acontecido en el sistema ibérico el día 28 de abril de 2025, en el que aparecieron sobretensiones fuera de control cuando se produjo la desconexión de la generación controlada con factor de

potencia constante (la potencia reactiva suministrada es proporcional a la potencia activa) en Andalucía y Extremadura.

El fenómeno lo denominamos de forma abreviada *colapso por sobretensión* o de forma más precisa colapso por agotamiento de la capacidad de absorción de potencia reactiva de los elementos del sistema. La Figura 6-2 muestra la trayectoria del sistema en el plano tensión-carga cuando la carga disminuye.

En la Figura 6-2, se ha resaltado la trayectoria de la evolución de la tensión cuando se produce la reducción de la carga del sistema, por ejemplo, por desconexiones de generación por sobretensión. Se aprecia que cuando se alcanza el límite de absorción de potencia reactiva de los generadores, se produce un aumento de pendiente de la variación de la tensión, y que puede actuar como acelerador de las desconexiones de generación por sobretensión.

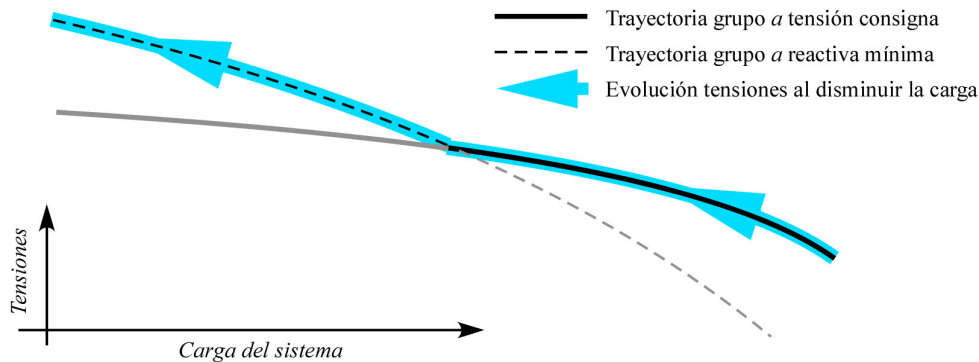


Figura 6-2: Evolución de la tensión al producirse la disminución de la carga.

6.2 Aplicación del modelo conceptual a la situación del sistema eléctrico peninsular a las 12:30 horas del día 28 de abril

El modelo conceptual se ha trasladado a un modelo de simulación que permite trazar la evolución de las tensiones cuando se produce la progresiva desconexión de generación controlada con factor de potencia constante partiendo de la instantánea de funcionamiento del sistema eléctrico ibérico de las 12:30 horas (caso de flujo de cargas).

El punto de partida para la construcción del caso de estudio ha sido:

- El fichero raw de flujo de cargas de PSS/e del escenario horario de funcionamiento del sistema eléctrico a las 12 horas antes de la solución de restricciones de operación de Red Eléctrica disponible en el sistema de información del operador del sistema (e-sios).
- El informe de solución de restricciones técnicas del día 28 de abril.
- El informe diario de operación de Red Eléctrica del día 28 de abril.

Red Eléctrica pone a disposición de los agentes los ficheros en formato raw de flujo de cargas de PSS/e de los escenarios horarios de funcionamiento del sistema eléctrico antes de la solución de restricciones de operación. Estos escenarios de flujo de cargas (sin converger) incluyen la generación y demanda por nudo resultado de la casación del mercado y las líneas y transformadores que no están en servicio por mantenimiento programado. El informe de solución de restricciones técnicas informa sobre las acciones tomadas por Red Eléctrica en dicho proceso. El informe diario de operación informa de las actuaciones sobre la red (maniobras de elementos) realizadas por Red Eléctrica a lo largo del día.

La Figura 6-3 compara la evolución de las tensiones en la red a 400 kV con la generación renovable en Andalucía y Extremadura en los casos en que ésta se representa como generación

con control dinámico de tensión (Gen Rnvble Ctrl V) o como generación con control de factor de potencia (Gen Rnvble Ctrl FPcte). Debe notarse que la desconexión de generación se realiza de forma homotética en todos los nudos de Andalucía y Extremadura. Ciertamente, esto no fue lo que ocurrió. Sin embargo, es el método usual contemplado en la literatura para estudiar el margen al colapso por subtenensión.

Se muestra la evolución de la tensión en Carmona 400 kV (con trazo grueso) y los intervalos de máxima variación de las tensiones de la red a 400 kV (con trazo fino). La evolución debe contemplarse en sentido de reducción (de derecha a izquierda) para medir el efecto de las desconexiones de generación por sobretensión.

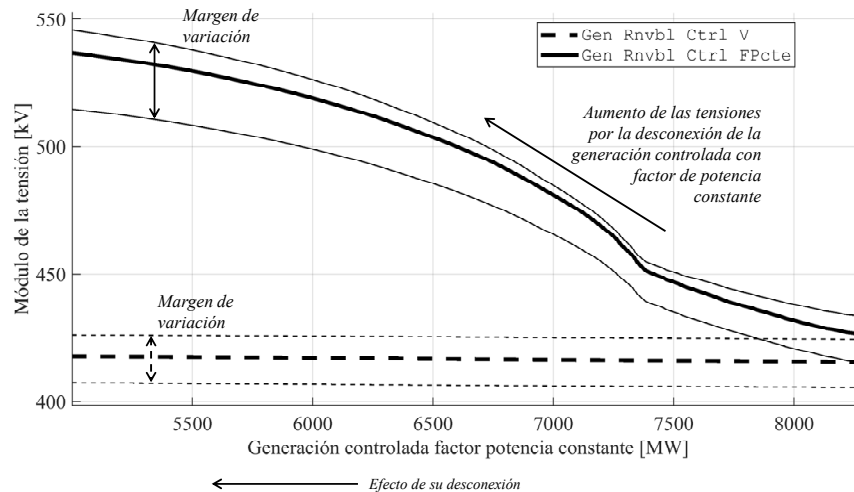


Figura 6-3: Efecto sobre la tensión en Carmona 400 kV de la desconexión de generación controlada con factor de potencia constante y márgenes de variación de las tensiones en 400 kV.

Primero se aprecia la diferencia clara entre que la generación esté dotada de control dinámico de tensión o esté controlada con control de factor de potencia constante (línea continua). Cuando la generación renovable está dotada de control dinámico de tensión, las tensiones no cambian significativamente cuando se pierde dicha generación. El requisito legal el día 28 de abril era que la generación renovable estuviera controlada con factor de potencia constante. Debe notarse que, si la generación está dotada de control dinámico de tensión, la potencia reactiva suministrada/consumida se modifica cuando hay una desconexión para mantener la tensión constante.

También se aprecia que cuando la generación está controlada con control de factor de potencia constante, a partir de una desconexión de generación de aproximadamente 1000 MW, se produce un cambio de pendiente de la evolución de la tensión y un aumento más pronunciado de la misma.

La Figura 5-4 compara la evolución de la tensión en Guillena 220 kV y de las tensiones en la red a 220 kV de igual manera que la Figura 5-3 compara la evolución de la tensión en Carmona 400 kV y de las tensiones en la red a 400 kV.

La forma de la evolución de las tensiones de la Figura 6-4 es muy similar a la forma de la evolución de las tensiones de la Figura 6-3. Sin embargo, la posición de la evolución de la tensión de Guillena 220 kV en el margen de variación de las tensiones en 220 kV es distinta de la posición de la evolución de la tensión en Carmona 400 kV en el margen de variación de las tensiones en 400 kV.

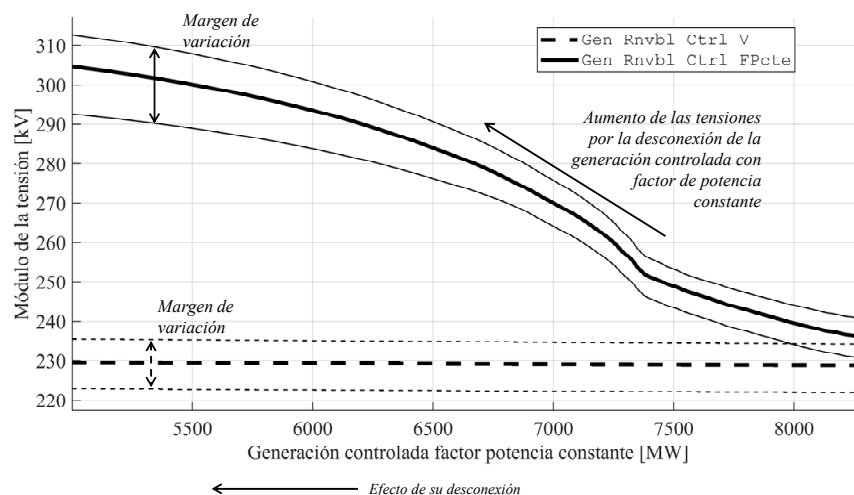


Figura 6-4: Efecto sobre la tensión en Guillena 220 kV de la desconexión de generación controlada con factor de potencia constante y márgenes de variación de las tensiones en 220 kV.

Los denominados mapas de tensión (ver Figura 6-5) ayudan a alcanzar una comprensión más profunda del fenómeno acontecido. Se ha representado la distribución geográfica de las tensiones en los instantes iniciales y tras los tres eventos señalados por el Comité de Análisis. Debemos insistir en que se han representado geográficamente cuatro puntos de las curvas de la Figura 6-3 y de la Figura 6-4. Se aprecia cómo el evento se propaga desde su epicentro en Andalucía y Extremadura hacia el resto del sistema peninsular y cómo tras el evento 3 las sobretensiones ya alcanzan casi toda la península. Merece la pena destacar la situación en Cataluña gracias al acoplamiento de sus centrales nucleares y el enlace en corriente continua de la interconexión con Francia.

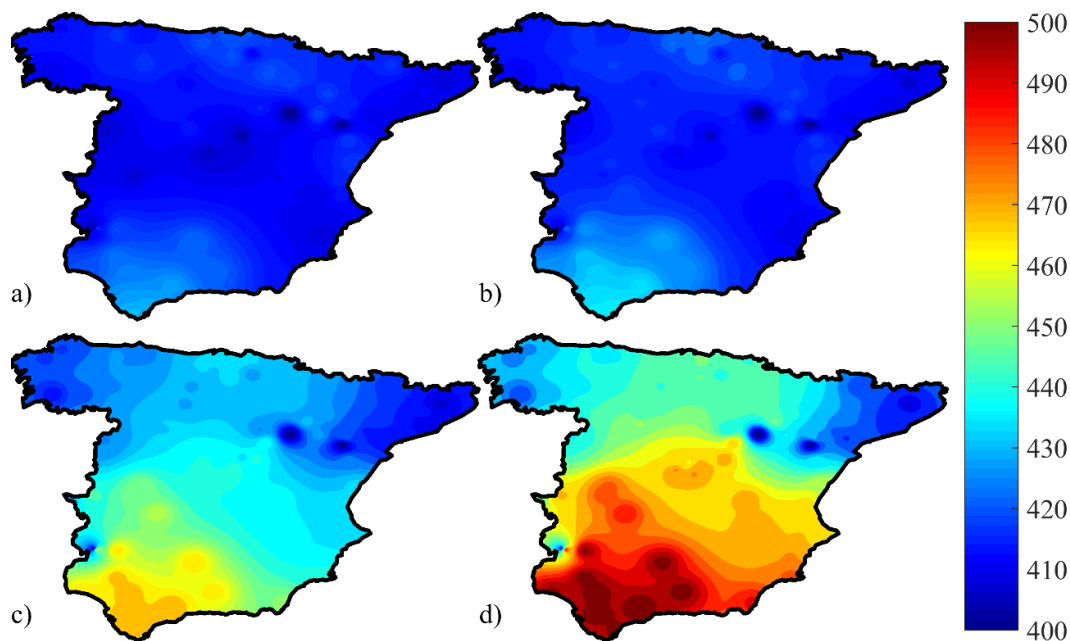


Figura 6-5: Mapas de tensión: a) situación inicial, b) pérdida de 355 MW (evento 1), c) pérdida de 1085 MW (evento 1+evento 2) y d) pérdida de 1635 MW (evento 1+evento 2+evento 3).

6.3 Margen al colapso por sobretensión

Para cuantificar la seguridad del sistema se propone el margen al colapso por sobretensión. El margen al colapso por sobretensión se puede definir como el volumen de generación que se

puede desconectar hasta que se alcance el umbral de actuación de las protecciones de sobretensión. Según los criterios generales de protección del sistema peninsular español, el umbral de actuación de las protecciones de sobretensión se encontrará entre 110 y 120% de la tensión nominal. A efectos ilustrativos, tomaremos 120% (1,2 pu). Comoquiera que en cada nudo de la red se produce una variación distinta de la tensión, ofreceremos para cada nivel de tensión unos valores máximos y mínimos del margen.

La Figura 6-6 muestra los conceptos del margen máximo y mínimo al colapso por sobretensión en 400 kV. La Figura 6-7 hace lo propio en 220 kV. Se aprecia claramente que los márgenes al colapso por sobretensión en 220 kV son menores que en 400 kV.

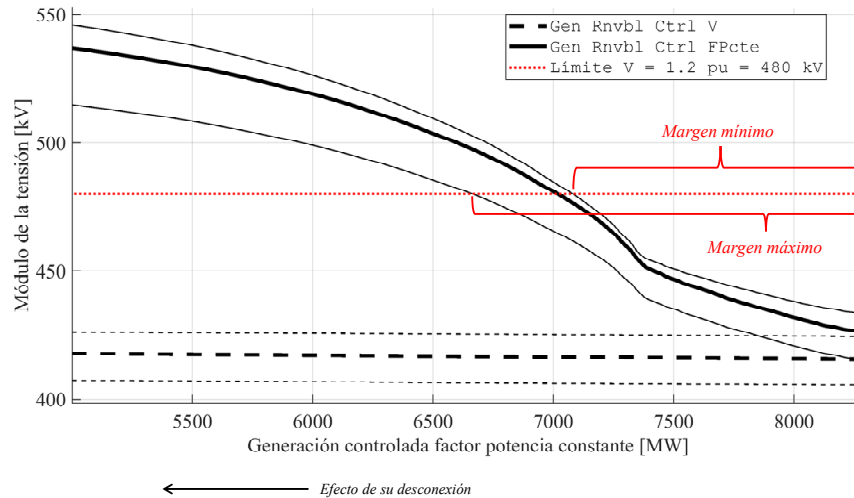


Figura 6-6: Márgenes al colapso por sobretensión en 400 kV.

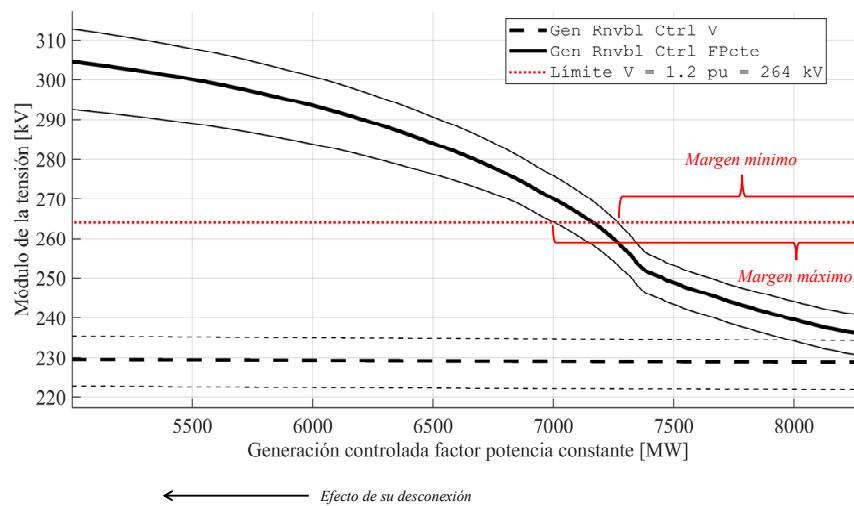


Figura 6-7: Márgenes al colapso por sobretensión en 220 kV.

La Tabla 6-1 proporciona los valores numéricos que se deducen de la Figura 6-6 y de la Figura 6-7. La red más restrictiva es la red a 220 kV. El margen de seguridad mínimo era de 1019 MW mientras que se produjeron desconexiones como mínimo de 1615 MW teniendo que soportar el sistema desconexiones de 3000 MW según lo establecido en el PO 13.1 sobre criterios de desarrollo de la red de transporte [19] y en las especificaciones de detalle para el cálculo de la capacidad de acceso de la generación a las redes de transporte y distribución [20].

Tabla 6-1: Márgenes al colapso por sobretensión.

Nivel	Margen superior [MW]	Margen nudo seleccionado [MW]	Margen inferior [MW]
400	1625	1268	1213
220	1286	1199	1019

6.4 El impacto del despacho del día 30 de abril

Más relevante que la explicación de lo acontecido, es si cabe, el impacto sobre la variación de las tensiones de la desconexión de generación controlada con factor de potencia constante en Andalucía y Extremadura de la aplicación del despacho de generación del día 30 de abril en el que cinco grupos de centrales de ciclo combinado fueron conectados en Andalucía en el proceso de solución de restricciones técnicas.

La Figura 6-8 compara la evolución de la tensión con la generación renovable en dos casos: (1) caso de partida de la Figura 6-3 (Gen Rnvble Ctrl FPcte) y (2) con el despacho de generación del día 30 de abril (X30abr12h). La evolución debe también contemplarse en sentido de reducción (de derecha a izquierda) para medir el efecto de las desconexiones de generación por sobretensión. El efecto de la desconexión de generación hubiera estado mucho más atenuado si se hubiera aplicado el despacho del día 30 de abril de tal manera que el margen al colapso por sobretensión en Carmona 400 kV habría pasado de 1268 MW a 2758 MW.

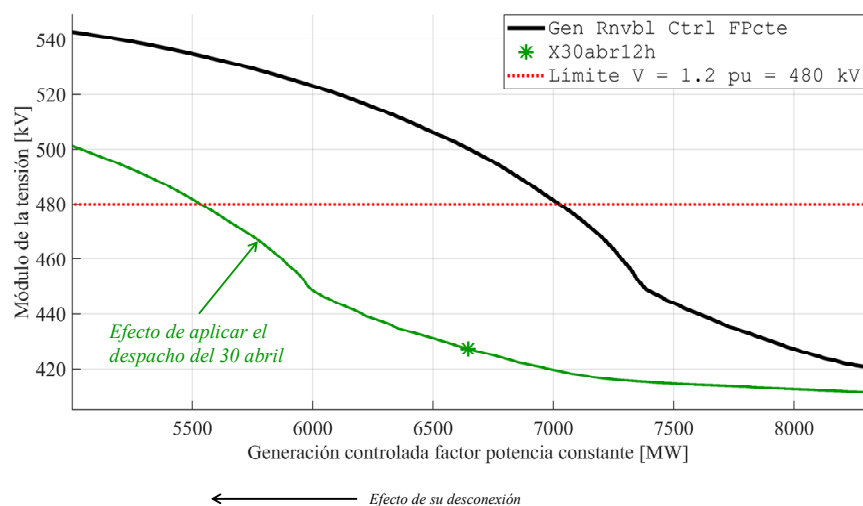


Figura 6-8: Efecto sobre las tensiones de la aplicación del despacho del día 30 de abril cuando se produce la desconexión de generación controlada con factor de potencia constante.

6.5 El impacto de las maniobras realizadas por Red Eléctrica entre las 12 y 12:30 horas

Para amortiguar las oscilaciones acontecidas entre las 12 y 12:30 horas, Red Eléctrica conectó hasta 11 líneas. Dado el efecto de las citadas conexiones sobre las tensiones, también maniobró 13 reactancias. La conexión de las citadas líneas supuso aportar 650 Mvar y la maniobra de las 13 reactancias supuso la eliminación de 400 Mvar de compensación. En total se aportaron a la red 1050 Mvar.

Hemos analizado el impacto de dichas maniobras. La Figura 6-9 compara la evolución de la tensión en Carmona 400 kV con la generación renovable en cuatro casos: (1) caso de partida de la Figura 6-3 (Gen Rnvble Ctrl FPcte), (2) deshaciendo las maniobras de líneas (-Mnhrs LIN),

(3) deshaciendo las maniobras de reactancias (-Mnbrs SHN) y (5) deshaciendo las maniobras de líneas y reactancias (-Mnbrs LIN&SHN).

También aquí la evolución debe contemplarse en sentido de reducción (de derecha a izquierda) para medir el efecto de las desconexiones de generación por sobretensión. Se aprecia el efecto desfavorable de las maniobras realizadas por Red Eléctrica entre las 12 y las 12:30 horas. El efecto de las maniobras hace que el margen de seguridad en Carmona 400 kV pase de 2964 MW a 1268 MW.

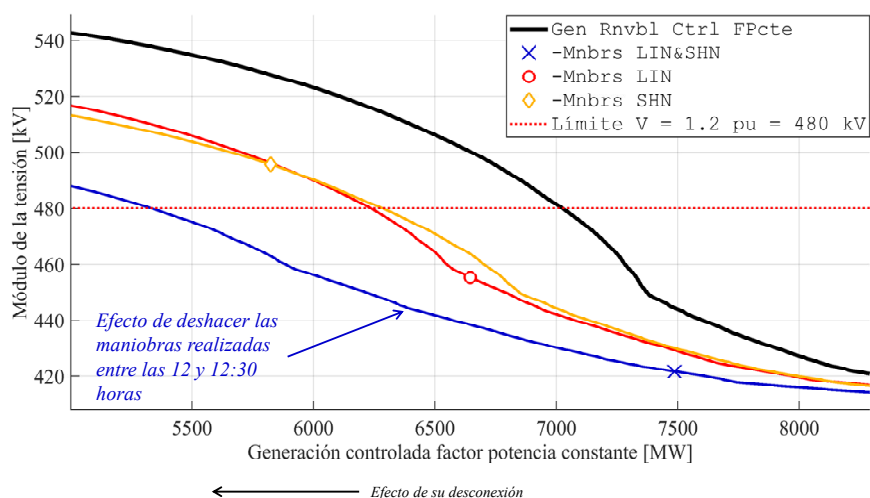


Figura 6-9: Efecto sobre las tensiones de deshacer las maniobras realizadas entre las 12 y las 12:30 y la aplicación del despacho del día 30 de abril cuando se produce la desconexión de generación controlada con factor de potencia constante.

6.6 Conclusiones parciales

Un modelo conceptual de colapso por sobretensión permite explicar las sobretensiones alcanzadas el 28 de abril de 2025 por la desconexión de generación con control por factor de potencia constante en Andalucía y Extremadura.

Los resultados de la simulación del colapso por sobretensión ocurrido en el sistema ibérico a las 12:33 horas del día 28 de abril de 2025 se pueden resumir en los siguientes términos:

- El colapso por sobretensión ocurre por la desconexión de generación controlada con factor de potencia constante en Andalucía y Extremadura.
- Se ha propuesto y calculado un margen al colapso por sobretensión. La red más restrictiva es la red a 220 kV. El margen de seguridad era de 1019 MW mientras que se produjeron desconexiones como mínimo de 1615 MW teniendo que soportar el sistema desconexiones de 3000 MW.
- El colapso por sobretensión ocurre por la baja generación síncrona con control dinámico de tensión en el sur y en el centro tras el proceso de solución de restricciones técnicas realizadas por Red Eléctrica. La aplicación del despacho del día 30 de abril habría incrementado significativamente el margen al colapso por sobretensión.
- Las maniobras realizadas por Red Eléctrica entre las 12 y las 12:30 horas tuvieron un efecto adverso al reducir significativamente el margen al colapso por sobretensión.

Si bien este modelo proporciona una explicación muy verosímil del efecto en las tensiones de la desconexión de generación controlada con factor de potencia constante en Andalucía y Extremadura, debemos resaltar que las conclusiones de este informe deben tomarse con prudente cautela ya que el caso de flujo de cargas construido sólo refleja de forma aproximada

la situación del sistema eléctrico ibérico a las 12:30 horas. La cautela podría ser despejada si se dispusiera de los casos de salida del estimador de estado de Red Eléctrica que proporcionan el estado más probable de la red a partir de las telemidas. Endesa e Iberdrola solicitaron a Red Eléctrica estos casos. Red Eléctrica no los ha proporcionado aduciendo razones de confidencialidad.

7 CONCLUSIONES

Este documento contiene un resumen del informe preliminar realizado por los Drs. D. Luis Rouco Rodríguez, D. Enrique Lobato Miguélez y D. Francisco M. Echavarren Cerezo, a petición de Endesa e Iberdrola, sobre los hechos y circunstancias que condujeron al cero de tensión acaecido en el sistema Ibérico el día 28 de abril de 2025. Si bien el informe realizado aborda todos los hechos y circunstancias que condujeron al cero de tensión, este resumen pretende traer a la atención del lector análisis novedosos que ofrecen respuestas fundamentadas a interrogantes no resueltos que surgen del estudio atento de los informes emitidos.

El documento ha analizado tres circunstancias que, desde nuestro punto de vista son clave para explicar lo que pasó:

1. Los fenómenos de inestabilidad de tensiones durante la semana previa y durante mañana del evento entre las 9:00 y las 12:00 horas.
2. La combinación de baja generación síncrona en las áreas sur y centro y una red débil.
3. El insuficiente margen de seguridad ante el colapso por sobretensión (producido por la desconexión de generación renovable con control por factor de potencia).

También el documento ha analizado el carácter de las oscilaciones ocurridas entre las 12:00 y las 12:30 horas y su relación con la situación de la generación en el área sur y de la red de transporte.

Los resultados de nuestro análisis se pueden resumir en los siguientes términos:

1. Los fenómenos de inestabilidad de tensiones a los que hace referencia el Comité de Análisis no se pueden valorar simplemente por inspección de la variación temporal de las tensiones y descartarlos porque las tensiones estén dentro de los márgenes admisibles.
2. Un análisis cuantitativo profundo de la evolución temporal de las tensiones de los días 22, 24 y 28 de abril y 5 de mayo (una semana después del cero) con una métrica basada en la derivada de la tensión pone de manifiesto la situación anómala del control de tensión de la red de transporte en el sistema peninsular español antes del día 28 de abril, la anomalía extrema el día 28 de abril y la recuperación de la normalidad el día 5 de mayo.
3. Se ha mostrado la singularidad del día 28 de abril en cuanto a la baja generación síncrona con control dinámico de tensión en las áreas sur (solo estaba acoplado un grupo de ciclo combinado en Andalucía) y centro (solo estaba acoplado uno de los grupos nucleares). Se ha utilizado la inercia como medida de la distribución geográfica de la generación síncrona. La inercia en el área sur era igual a 1,3 segundos mientras que en el área centro era 1,84 segundos. Ambos son inferiores a las recomendaciones de ENTSO-e (2 segundos). A partir de esos valores se constata la baja generación síncrona en las áreas sur y centro, y, por tanto, la escasez de medios para la realización del control dinámico de la tensión.
4. También se ha mostrado la debilidad de la red de transporte a las 9:00 horas. La extensión de la red a 400 kV peninsular abierta por diversas razones (control de tensión, indisponibilidades y trabajos programados) alcanzaba el 22,9 % el día 28 de abril a las 9:00 horas. Es de destacar que el 35,8% y el 34,3 % de la extensión de la red a 400 kV en las áreas sur y centro, respectivamente, estaba desconectada.

5. No es de extrañar la aparición de oscilaciones poco amortiguadas con una red débil y con baja generación síncrona en el área de mayor observabilidad de las mismas. Tampoco es de extrañar el efecto amortiguador de las maniobras realizadas por Red Eléctrica entre las 12:00 y las 12:30 horas.
6. La oscilación de 0,6 Hz tiene carácter de oscilación interárea entre generadores del sistema ibérico y generadores del resto del sistema continental europeo, ya que la amplitud de la oscilación de la potencia activa de intercambio (470 MW pico a pico) es comparable con la amplitud de la oscilación de 0,2 Hz (1480 MW pico a pico). Las afirmaciones de Red Eléctrica y ENTSO-e sobre el carácter forzado de dicha oscilación no están soportadas por evidencias y/o análisis.
7. El colapso por sobretensión ocurre por la desconexión de generación renovable, controlada con factor de potencia constante, en Andalucía y Extremadura. Se ha propuesto y calculado un margen al colapso por sobretensión. La red más restrictiva es la red a 220 kV. El margen al colapso por sobretensión se encuentra en 1019 MW. Inferior a la generación desconectada. Se puede concluir que el sistema no tenía margen de seguridad suficiente para asumir la generación perdida.
8. El colapso por sobretensión ocurre por la baja generación síncrona con control dinámico de tensión conectada en las áreas sur y centro tras el proceso de solución de restricciones técnicas realizadas por Red Eléctrica. La aplicación del despacho del día 30 de abril habría incrementado significativamente el margen al colapso por sobretensión. Las maniobras realizadas por Red Eléctrica entre las 12:00 y 12:30 redujeron significativamente el margen al colapso por sobretensión.

8 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] ENTSO-E, Incident Classification Scale Subgroup, “INCIDENT CLASSIFICATION SCALE”, 4 December 2019, disponible https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/SOC%20documents/Incident_Classification_Scale/IN_USE_FROM_JANUARY_2020_191204_Incident_Classification_Scale.pdf
- [2] ABC, “Apagón en casi toda España por una rara avería técnica”, jueves 7 de julio de 1977, páginas 18 y 19.
- [3] ABC, “Una explosión fortuita en un transformador dejó sin luz a ocho millones de españoles”, 15 de octubre de 1987, página 84.
- [4] ABC, “Cataluña emuló ayer durante dos horas el gran apagón de Nueva York”, miércoles 25 de agosto de 1994, página 55.
- [5] UCTE, “FINAL REPORT of the Investigation Committee on the 28 September 2003 Blackout in Italy”, disponible en https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/pre2015/publications/cc/otherreports/20040427_UCTE_IC_Final_report.pdf
- [6] Gobierno de España, Consejo de Seguridad Nacional, Comité de Análisis de las circunstancias que concurrieron en la crisis de electricidad del 28 de abril de 2025, “Versión no confidencial del informe Comité de Análisis de las circunstancias que concurrieron en la crisis de electricidad del 28 de abril de 2025”, disponible en <https://www.lamoncloa.gob.es/consejodeministros/resumenes/Documents/2025/Informe-no-confidencial-Comite-de-analisis-28A.pdf>
- [7] Red Eléctrica, “Informe del incidente acaecido en el sistema peninsular español el día 28 de abril de 2025”, disponible en https://www.ree.es/sites/default/files/2025-06/NP_RedElectrica_InformeOS_180625.pdf
- [8] ENTSO-E, Iberian Black-out: ENTSO-E congratulates Red Electrica and REN for the rapid recovery of the electricity systems of Portugal and Spain, and establishes an Expert Panel to investigate the incident, <https://www.entsoe.eu/news/2025/05/01/iberian-black-out-entso-e-congratulates-red-electrica-and-ren-for-the-rapid-recovery-of-the-electricity-systems-of-portugal-and-spain-and-establishes-an-expert-panel-to-investigate-the-incident/>
- [9] ENTSO-E, 28 April blackout, <https://www.entsoe.eu/publications/blackout/28-april-2025-iberian-blackout/>
- [10] Red Eléctrica, “Webinar consulta pública nuevo servicio de control de tensión”, enero 2024.
- [11] Ministerio de Industria, Energía y Turismo, Resolución de 5 de abril de 2016, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueba el procedimiento de operación del sistema eléctrico 1.1 “Criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del sistema eléctrico”. «BOE» núm. 83, de 6 de abril de 2016, páginas 24013 a 24018 (6 págs.).
- [12] Ministerio de Industria y Energía, Resolución de 30 de julio de 1998, de la Secretaría de Estado de Energía y Recursos Minerales, por la que se aprueba un conjunto de procedimientos de carácter técnico e instrumental necesarios para realizar la adecuada

gestión técnica del sistema eléctrico. «BOE» núm. 197, de 18 de agosto de 1998, páginas 28158 a 28183 (26 págs.).

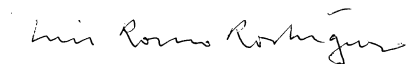
- [13] ENTSO-e, Inertia and Rate of Change of Frequency (RoCoF), Version 17, SPD – Inertia TF, 16. Dec. 2020, Disponible en https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/SOC%20documents/Inertia%20and%20RoCoF_v17_clean.pdf
- [14] PROYECTO: [FLEXENER] – Nuevo sistema energético 100% renovable, flexible y robusto para la integración de nuevas tecnologías en generación, redes y demanda, ENTREGABLE E5.1.2, EVALUACIÓN DEL FUNCIONAMIENTO SEGURO DEL SISTEMA ELÉCTRICO EN EL ÁMBITO GLOBAL: CONSTRUCCIÓN DE LOS MODELOS DEL SISTEMA.
- [15] ENTSO-e Project Inertia, “PROJECT INERTIA – PHASE II, Reecovering power system resilience in case of system splits for a future-ready decarbonised system: Supporting”, Technical report, 10 January 2025, disponible en https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/SOC%20documents/241220_Project_Inertia_II_milestone_3_support_technical_report_proofread_tracked_reviewed.pdf.
- [16] Ministerio de Industria, Energía y Turismo, “Planificación Energética, Plan de desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2015-2020”, página 116, disponible en https://www.miteco.gob.es/content/dam/mitesco/es/energia/files-1/planificacion/Planificacionelectricidadygases/2015-2020/Documents/Planificaci%C3%B3n%202015_2020%20%202016_11_28%20VPublicaci%C3%B3n.pdf
- [17] G. Rogers, R.T. Elliot, D. J. Trudnowski, F. Wilches-Bernal, D. Osipov, J. H. Chow, “Power System Oscillations: An Introduction to Oscillation Analysis and Control”, Second Edition, Springer, 2025.
- [18] J.F. Hauer, C.J. Demeure, L.L. Scharf, “Initial results in Prony analysis of power system response signals”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. PWRS-5, No. 1, February 1990, pp. 80-89.
- [19] Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, Resolución de 22 de marzo de 2005, de la Secretaría General de la Energía, por la que se aprueba el Procedimiento de Operación 13.1. «Criterios de Desarrollo de la Red de Transporte», de carácter técnico e instrumental necesario para realizar la adecuada gestión técnica del Sistema Eléctrico. «BOE» núm. 85, de 9 de abril de 2005, páginas 12351 a 12358 (8 págs.)
- [20] Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, Resolución de 27 de junio de 2024, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen las especificaciones de detalle para la determinación de la capacidad de acceso de generación a la red de transporte y a las redes de distribución. «BOE» núm. 162, de 5 de julio de 2024, páginas 84336 a 84356 (21 págs.).
- [21] ENTSO-E, “ANALYSIS OF CE INTER-AREA OSCILLATIONS OF 1ST DECEMBER 2016”, disponible en https://www.entsoe.eu/Documents/SOC%20documents/Regional_Groups/Continental_Europe/2017/CE_inter-area_oscillations_Dec_1st_2016_PUBLIC_V7.pdf.
- [22] A. Díaz, G. Torresan, A. Cordón, L. Coronado, S. Sanz, J. Peiró, A. Hernández, J. Pérez, F. Xavier, C. Cardozo, S. Akkari, “Improvement of the oscillatory behavior of

the HVDC link between Spain and France”. 47th Cigre Session, Paris, Francia, 26-31 agosto 2018, Artículo núm. B4-130.

- [23] J. Renedo, A. Díaz-García, G. Torresan, E. Lorenzo-Cabrera, A. Cordón, S. Sanz-Verdugo, J. Peiró, J. Pérez-Castro, G. Calvo, A. Hernández-Sautua, A. Petit, H. Oukhayi, S. Akkari, H. Saad, “Tests of the POD-P controller of INELFE Spain-France VSC-HVDC interconector”, B4 SC Meeting and Colloquium, 11-15 septiembre 2023, Viena, Austria, Artículo núm. B4-1145.
- [24] Oscillation Source Location Task Force, Power System Stability Controls Subcommittee, Power System Dynamic Performance Committee, IEEE Power & Energy Society, “Forced Oscillations in Power Systems”, May 2023, TECHNICAL REPORT PES-TR110.
- [25] L. Rouco, “Eigenvalue sensitivities for location and tuning of damping controllers of HVDC links and FACTS devices”, Farewell event Prof. Göran Andersson, ETH, Zürich, Switzerland, 9-10 June 2016.
- [26] P. Kundur, “Power System Stability and Control”, Mc Graw Hill, 1998.
- [27] T. Van Cutsem, C. Vournas, “Voltage Stability of Electric Power Systems”, Kluwer Academic Publishers, 1998.
- [28] F.M. Echavarren, E. Lobato, L. Rouco, J.M. Rodríguez-García, “El colapso de tensión: Causas y soluciones (I/II)”, Anales de Mecánica y Electricidad, Vol. LXXXIII, Fascículo. I, enero 2006, pp. 54-62, disponible en www.ica.es.
- [29] F.M. Echavarren, E. Lobato, L. Rouco, J.M. Rodríguez-García, “El colapso de tensión: Causas y soluciones (II/II)”, Anales de Mecánica y Electricidad, Vol. LXXXIII, Fascículo II, marzo 2006, pp. 17-22, disponible en www.ica.es.

9 RATIFICACIÓN

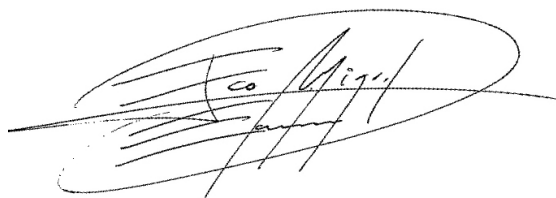
En Madrid, a 29 de septiembre de 2025, ratificamos y firmamos el presente informe.



Dr. Luis Rouco Rodríguez
Profesor Propio Ordinario de la
Escuela Técnica Superior de Ingeniería (ICAI) de la
Universidad Pontificia Comillas



Dr. Enrique Lobato Miguélez
Profesor Propio Ordinario de la
Escuela Técnica Superior de Ingeniería (ICAI) de la
Universidad Pontificia Comillas



Dr. Francisco M. Echavarren Cerezo
Profesor Propio Adjunto de la
Escuela Técnica Superior de Ingeniería (ICAI) de la
Universidad Pontificia Comillas