ERSE
ENTIDADE REGULADORA
DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

RELATÓRIO

Análise ao pedido de classificação como evento excecional do Incidente de Grande Impacto REN_2025_ABR_T_1

Apagão Ibérico de 28 de abril de 2025



maio 2026

ÍNDICE

1 ENQUADRAMENTO 1

2 ANÁLISE DO INCIDENTE 3

2.1 Estado de exploração do Sistema Elétrico Ibérico no dia do Apagão 3

2.2 Oscilações nos minutos anteriores ao Apagão 8

2.3 Registo dos valores de tensão e frequência 12

2.4 Sequência de eventos 14

2.5 Atuação do plano de defesa – deslastre automático de cargas 17

2.6 Impacto do Apagão no SEN 20

2.7 Atuação do plano de reposição em Portugal 21

2.8 Atuação das linhas de interligação 29

2.9 Declaração de crise energética em Portugal 30

3 CLASSIFICAÇÃO COMO EVENTO EXCECIONAL 33

4 CONCLUSÕES 44

ANEXO I – RELATÓRIO DA REN

ANEXO II – PARECER DA DGEG

1 ENQUADRAMENTO

Em 28 de maio de 2025, a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) recebeu da REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A. (REN) um relatório de Incidente de Grande Impacto (Anexo I) com um pedido de classificação do incidente REN_2025_ABR_T_1 como evento excecional (EE), conforme disposto no Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS [1]) dos setores elétrico e do gás.

O relatório incide sobre o incidente ocorrido no dia 28 de abril de 2025, às 11:33, hora de Portugal continental (12:33 CEST, hora de Espanha), que provocou a interrupção generalizada do fornecimento de energia elétrica na Península Ibérica, originando um apagão de grande escala em Portugal e Espanha. Em Portugal continental, o incidente afetou 6 395 815 instalações de clientes ligados aos níveis de tensão de muito alta tensão (MAT), alta tensão (AT), média tensão (MT) e baixa tensão (BT).

De acordo com relatório apresentado pela REN e com o relatório [2] final do Painel de Peritos coordenado pela Rede Europeia de Operadores das Redes de Transporte de Eletricidade (REORT-E), publicado em 20 de março de 2026, o incidente teve origem no sistema elétrico espanhol, concretamente no sul de Espanha, onde se registaram oscilações de tensão de elevada amplitude nos 30 minutos que antecederam o colapso do sistema elétrico. Este fenómeno ocorreu num quadro de elevada penetração de produção renovável ligada à rede através de conversores eletrónicos de potência.

Segundo o relatório final do Painel de Peritos, o incidente resultou de uma subida simultânea da tensão e perda significativa de geração, iniciada na região sul de Espanha às 12:32:00 CEST. Esta situação desencadeou a desligação de produtores em cascata na rede espanhola, seguida da perda de sincronismo do sistema ibérico face à zona síncrona da Europa Continental. Devido ao elevado grau de interligação elétrica entre Portugal e Espanha e à ausência de proteções de perda de sincronismo nas linhas de fronteira, o colapso propagou-se ao Sistema Elétrico Nacional (SEN). Até perto do instante do colapso, as medidas de defesa nacionais, incluindo o deslastre automático de cargas, atuaram como previsto e os produtores com obrigações de controlo de tensão também proporcionaram a reposta esperada, embora essa circunstância fosse insuficiente para evitar o desfecho.

[1] Regulamento da Qualidade de Serviço dos setores elétrico e do gás, aprovado pelo Regulamento n.º 826/2023, de 28 de julho.

[2] Relatório final do *Expert Panel* da REORT-E sobre o incidente de 28 de abril de 2025, *Grid Incident in Spain and Portugal on 28 April 2025 – ICS Investigation Expert Panel Final Report*.

O parecer técnico emitido pela Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG) (Anexo II) evidencia três aspetos que merecem avaliação: (i) o desenvolvimento de medidas e recursos aptos a proporcionar controlo de tensão na rede, nomeadamente absorvendo energia reativa; (ii) a verificação do plano de deslastre automático de modo a avaliar o seu comportamento perante fenómenos de tensão; e (iii) a avaliação dos sistemas de arranque autónomo, os quais demoraram mais tempo a energizar os respetivos barramentos do que o especificado.

As consequências do incidente no SEN foram severas, traduzindo-se num apagão de grande escala que afetou a totalidade dos clientes e provocou uma degradação significativa dos indicadores de continuidade de serviço. Em termos de classificação europeia, o evento foi classificado pela REORT-E como incidente de nível 3 – o mais elevado em termos de gravidade –, de acordo com a Metodologia [3] da Escala de Classificação de Incidentes.

Na sequência do incidente, a REN acionou de imediato o Plano de Preparação para Riscos no Setor da Eletricidade. No mesmo dia, o Governo aprovou a declaração de crise energética através da Resolução do Conselho de Ministros n.º 90-A/2025, de 28 de abril. Esta declaração produziu efeitos desde o início do apagão até ao final do dia 29 de abril de 2025 e autorizou a Ministra do Ambiente e Energia a adotar as medidas excecionais previstas no n.º 1 do artigo 10.º do Decreto-Lei n.º 114/2001, de 7 de abril.

O incidente submetido à ERSE para classificação como EE apresentou impactos relevantes na perspetiva técnica da qualidade de serviço, refletidos na extensão temporal da mesma.

A energia não fornecida (ENF) associada a este incidente correspondeu a 55 489,4 MWh, segundo a estimativa da REN, cumprindo assim o critério para a sua designação como Incidente de Grande Impacto [4] (IGI), nos termos do RQS.

Considerando que se trata de um IGI e tendo em conta as datas de ocorrência do incidente, verifica-se que a REN cumpriu os prazos regulamentares para a submissão dos respetivos relatórios (preliminar e final).

[3] *Incident classification scale methodology* da REORT-E, de 4 de dezembro de 2019.

[4] Define-se Incidente de Grande Impacto em Portugal continental quando o valor de ENF associada ao incidente ultrapassa o limiar de 50 MWh.

2 ANÁLISE DO INCIDENTE

O presente capítulo descreve os principais aspetos técnicos e operacionais associados ao apagão de 28 de abril de 2025 e à resposta do sistema elétrico, sobretudo com base no Relatório Final do Painel de Peritos da REORT-E, publicado em 20 de março de 2026, tal como no Relatório Factual, publicado em 3 de outubro de 2025. O presente relatório considera ainda a informação remetida à ERSE pelos operadores e por outros intervenientes do mercado. A informação apresentada e as análises contidas neste relatório refletem os dados conhecidos no momento da sua elaboração.

Numa primeira fase, caracteriza-se o estado de exploração do sistema elétrico ibérico no momento que antecedeu a ocorrência, analisando-se de seguida as oscilações verificadas nos minutos anteriores ao incidente e os registos de tensão e frequência observados durante o evento. Posteriormente, apresenta-se a sequência cronológica dos acontecimentos, incluindo a atuação dos mecanismos automáticos de defesa, com destaque para o deslastre automático de cargas, bem como os impactos sentidos no SEN. Por fim, analisam-se as ações de reposição do serviço em Portugal, o comportamento das interligações internacionais e a subsequente declaração de crise energética em Portugal.

2.1 ESTADO DE EXPLORAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO IBÉRICO NO DIA DO APAGÃO

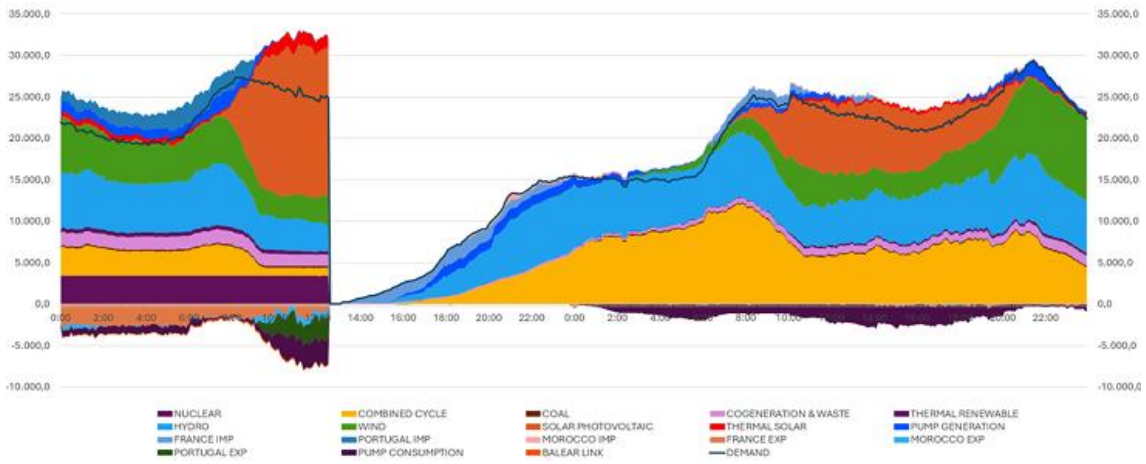
Na manhã de 28 de abril de 2025, às 12:32 CEST, o sistema elétrico espanhol encontrava-se em operação com uma elevada produção de geração renovável, registando uma potência total de 31,3 GW [5]. Esta potência destinava-se a satisfazer a procura interna (25,2 GW de consumo e 2,0 GW de bombagem) e a assegurar a exportação de eletricidade para países vizinhos (4,0 GW), nomeadamente para Portugal (2,05 GW), França (1,36 GW) e Marrocos (0,57 GW).

A componente de produção renovável desempenhava um papel preponderante neste contexto, com a geração solar fotovoltaica a contribuir com aproximadamente 16,5 GW e a produção eólica a acrescentar cerca de 3,6 GW. Paralelamente, registava-se uma contribuição de tecnologias síncronas, fundamentais para a estabilidade do sistema, como as centrais hídricas (1,1 GW), as centrais nucleares (aproximadamente 4,0 GW), as centrais térmicas a gás natural (cerca de 2,7 GW), as centrais a biomassa e mini-hídricas (1,1 GW) e as centrais solares térmicas (1,5 GW).

[5] Vd. Relatório Final da REORT-E sobre o apagão de 28 de abril de 2025 (secção 2.5.6.1).

A Figura 2-1 apresenta a evolução do consumo e da composição do *mix* de geração em Espanha nas fases que antecederam o apagão, durante o evento e ao longo do processo de restabelecimento do fornecimento de energia elétrica.

Figura 2-1 - *Mix* de geração e consumo em Espanha nos dias 28 e 29 de abril de 2025, em MW



Fonte: REORT-E. Consultado em ERSExplica "Investigação do grupo de peritos da ENTSO-E ao Apagão Ibérico de 28 de abril de 2025", publicado em 22 de agosto de 2025.

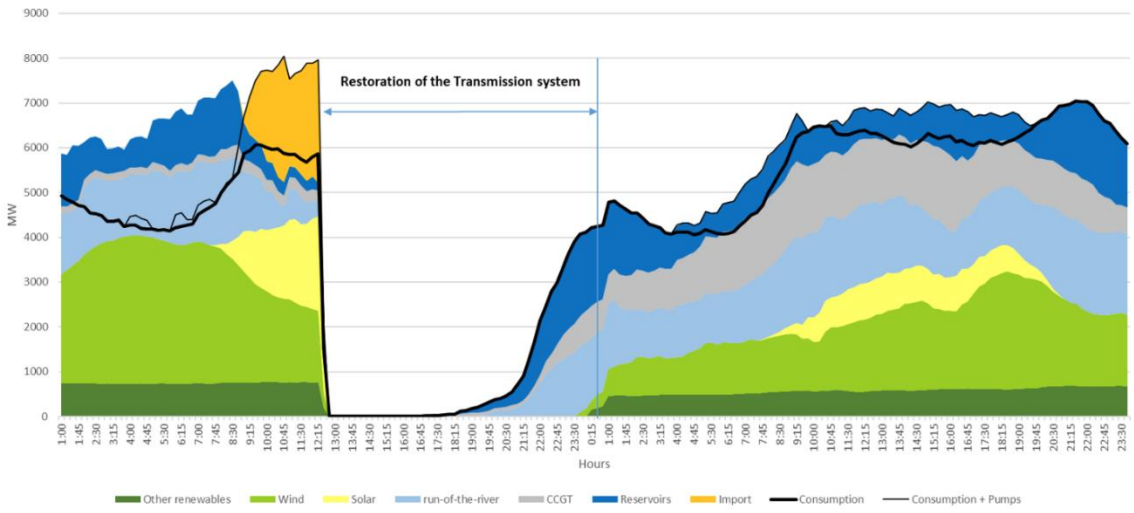
No SEN, às 11:00 horas do dia 28 de abril de 2025 (hora de Portugal continental, 12:00 CEST), o consumo em Portugal continental ascendia a aproximadamente 5,8 GW, valor ao qual se somavam cerca de 2,1 GW utilizados em regimes de bombagem nas centrais hidroelétricas reversíveis. Relativamente às interligações com Espanha, o SEN apresentava um saldo importador superior a 2,5 GW. Importa referir que uma parte relevante desta energia importada estava a ser utilizada para fins de bombagem, contribuindo para a gestão da flexibilidade do sistema.

No que respeita à produção interna, a geração síncrona, fundamental para assegurar a estabilidade do sistema em termos de inércia e potência de curto-circuito, registou valores na ordem de 1,65 GW, desagregada entre 919 MW de centrais hidroelétricas, 270 MW de centrais de ciclo combinado a gás natural (grupo mobilizado em restrições técnicas), 311 MW provenientes de unidades a biomassa e 154 MW de cogeração.

No caso das centrais de ciclo combinado a gás natural, estavam disponíveis 2 992 MW de potência instalada [6], enquanto os grupos indisponíveis para manutenção representavam nesse dia 837 MW.

A Figura 2-2 apresenta a evolução da produção, do consumo e das interligações ao longo do dia 28 de abril, evidenciando o comportamento do sistema elétrico português antes, durante e após a ocorrência da interrupção do fornecimento de eletricidade.

Figura 2-2 – *Mix* de geração e consumo em Portugal nos dias 28 e 29 de abril, em MW



Fonte: REORT-E. Consultado em ERSExplica "Investigação do grupo de peritos da ENTSO-E ao Apagão Ibérico de 28 de abril de 2025", publicado em 22 de agosto de 2025.

A cronologia do incidente, baseada nas informações recolhidas pelo Painel de Peritos da REORT-E, permite caracterizar a complexa sequência de eventos que antecederam o apagão.

Durante a noite de 27 para 28 de abril, o sistema elétrico ibérico operou normalmente, sem variações significativas no perfil de tensão. No entanto, a partir das 9:00 CEST, começou a observar-se uma crescente variabilidade dos níveis de tensão no sistema de transporte em Espanha, embora sem variações significativas até às 10:30 (CEST).

[6] Este valor inclui a Central da Tapada do Outeiro, com uma potência instalada de 990 MW. Esta central tem um regime especial de operação, ao abrigo do Acordo de Prorrogação Transitória do CAE celebrado entre a Turbogás e a REN (e aprovado pelo Concedente), não participando no mercado.

A partir desse momento, registaram-se flutuações de tensão mais significativas (vd. Figura 2-3), ainda que os valores observados no sistema elétrico de transporte espanhol se mantivessem abaixo dos limites operacionais regulamentares superiores. Em Portugal, os valores de tensão na rede de transporte também observaram oscilações, embora com um menor grau de amplitude e sempre abaixo dos limites operacionais superiores (vd. Figura 2-4).

Importa referir que os limites operacionais de tensão nas linhas de transporte são definidos pelo Regulamento (UE) 2017/1485, de 2 de agosto, que estabelece orientações sobre a operação de redes de transporte de eletricidade (Regulamento SO). Para a rede de 400 kV, o código de rede europeu prevê um valor geral de [0,90 p.u.; 1,05 p.u.], que se aplica em Portugal e em toda a Zona Síncrona da Europa Continental (correspondente ao intervalo 360 [7] – 420 kV). No caso único de Espanha, existe a possibilidade excecional de usar um limite superior de tensão mais elevado, prevista no Regulamento SO e no Regulamento (UE) 2016/631, de 14 de abril, que estabelece um código de rede relativo a requisitos da ligação de geradores de eletricidade à rede (Regulamento RfG), de 1,0875 p.u. (correspondente a 435 kV).

Figura 2-3 – Evolução da tensão das 9:00 às 12:00 CEST nas principais subestações de 400 kV em Espanha

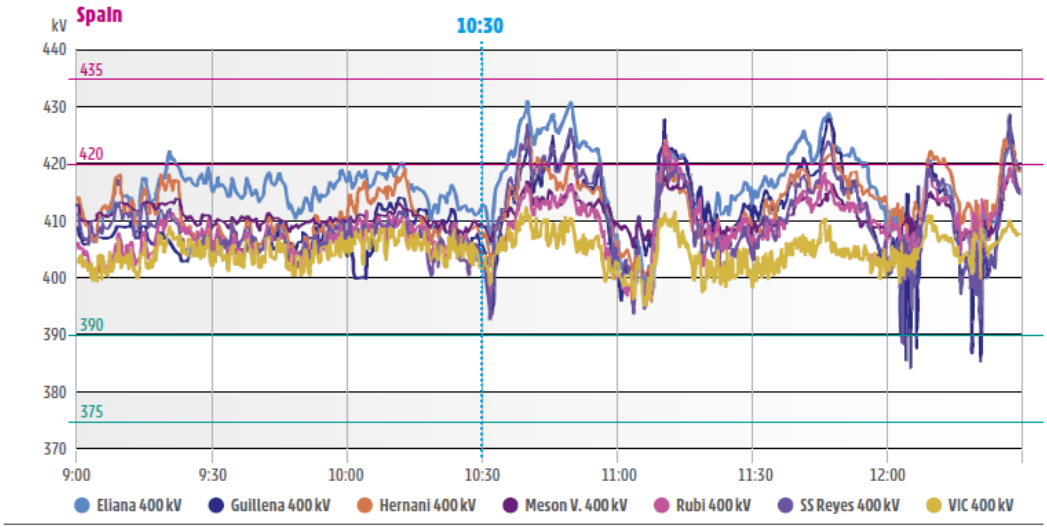


Figure 2-70: Voltage evolution at the main 400 kV transmission substations (pilot nodes) in Spain

Fonte: Grid Incident in Spain and Portugal on 28 April 2025. ICS Investigation Expert Panel Final Report, março 2026

[7] A banda de funcionamento no estado normal é mais restritiva, entre 380 e 420 kV (vd. art. 59.º do Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema do setor elétrico).

Figura 2-4 – Evolução da tensão das 9:00 às 12:00 CEST nas principais subestações de 400 kV em Portugal

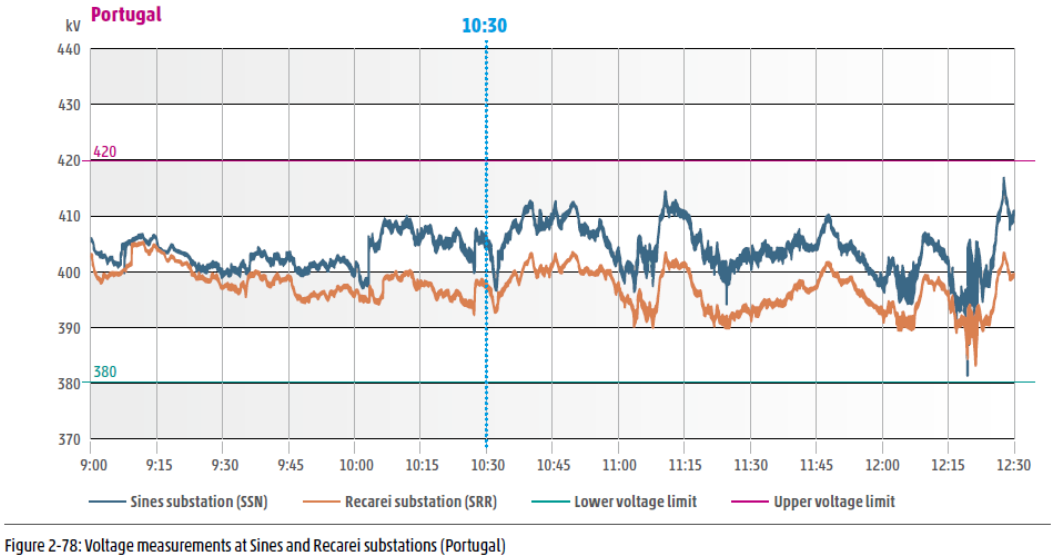


Figure 2-78: Voltage measurements at Sines and Recarei substations (Portugal)

Fonte: Grid Incident in Spain and Portugal on 28 April 2025. ICS Investigation Expert Panel Final Report, março 2026

A localização geográfica das subestações dos sistemas de transporte português e espanhol onde foram realizados os registos de tensão analisados é apresentada na Figura 2-5. Estas medições permitiram acompanhar a evolução dos perfis de tensão antes, durante e após a ocorrência da perturbação, contribuindo para a caracterização dinâmica do comportamento da rede e para a identificação de eventuais zonas com maior sensibilidade a flutuações ou colapsos de tensão.

Figura 2-5 – Localização das subestações onde foi realizada a medição de tensão



Fonte: REORT-E. Consultado em ERSExplica "Investigação do grupo de peritos da ENTSO-E ao Apagão Ibérico de 28 de abril de 2025", publicado em 22 de agosto de 2025.

2.2 OSCILAÇÕES NOS MINUTOS ANTERIORES AO APAGÃO

Durante a meia hora que antecedeu o apagão, dois períodos principais de oscilações (oscilações de potência, tensão e frequência) foram observados na Zona Síncrona da Europa Continental.

A primeira ocorreu entre as 12:03 e as 12:08 CEST. A análise das informações disponíveis e apresentada no Relatório Final indica que se tratou de uma oscilação local forçada (ou seja, induzida por uma fonte externa associada a conversores eletrónicos, uma central elétrica), com frequência dominante de 0,63 Hz, afetando principalmente os sistemas elétricos espanhol e português. Como mostrado na Figura 2-6, a oscilação forçada também excita o modo interzonal Este-Centro-Oeste (0,2 Hz).

Figura 2-6 – Dados característicos da primeira oscilação e contramedidas aplicadas

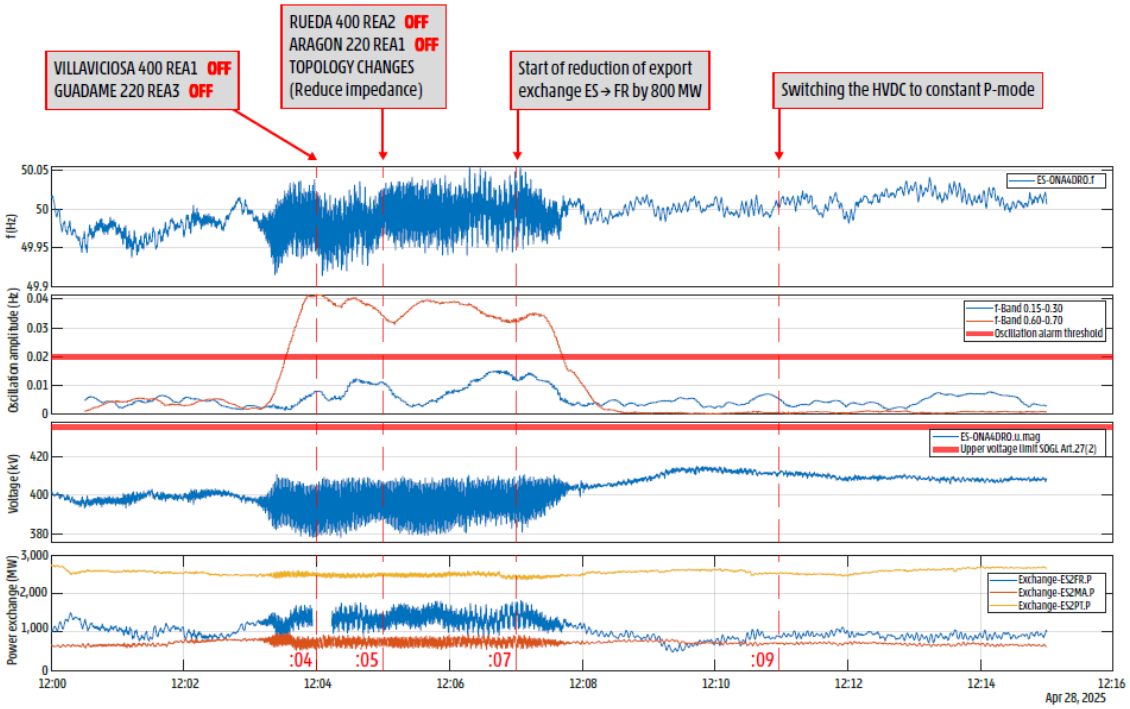


Figure 2-48: Characteristics data of the first oscillations (source: WAMS 100 ms sampling rate in the 6 kV Carmona (Spain) substation) and countermeasures applied

Fonte: Grid Incident in Spain and Portugal on 28 April 2025. ICS Investigation Expert Panel Final Report, março 2026

A análise desta primeira oscilação sugere que se trata de um modo de oscilação local entre dois conjuntos de geração no sistema da Península Ibérica, um no nordeste de Espanha e outro no sudoeste de Espanha e de Portugal. Para amortecer essas oscilações, os operadores nas salas de controlo dos Operadores da Rede de Transporte (ORT) relevantes tomaram diversas medidas de mitigação (definidas nos protocolos de operação estabelecidos):

- as linhas que se encontravam desligadas foram ligadas para diminuir a impedância do sistema e melhorar a estabilidade dos geradores;
- o modo de operação da interligação em corrente contínua (HVDC) entre Espanha e França foi alterado para potência fixa, pois esta é uma medida eficaz para mitigar oscilações;
- o trânsito de energia na interligação entre Espanha e França foi reduzido, como medida adicional para diminuir o ângulo de potência do sistema ibérico em relação ao restante sistema energético da Europa Continental.

Além disso, foram realizadas manobras de reatâncias *shunt* para recuperar a tensão, que atingiu transitoriamente valores baixos durante a oscilação.

Vários produtores de eletricidade ligados ao sistema de transporte espanhol confirmaram que essas oscilações eram claramente visíveis nas suas centrais.

A segunda oscilação ocorreu entre as 12:19 e as 12:22 CEST, conforme apresentado na Figura 2-7. Tratou-se de uma oscilação interzonal, com frequência dominante de 0,2 Hz, correspondendo ao conhecido modo continental Este-Centro-Oeste.

Figura 2-7 – Dados característicos da segunda oscilação e aumento de tensão e contramedidas aplicadas

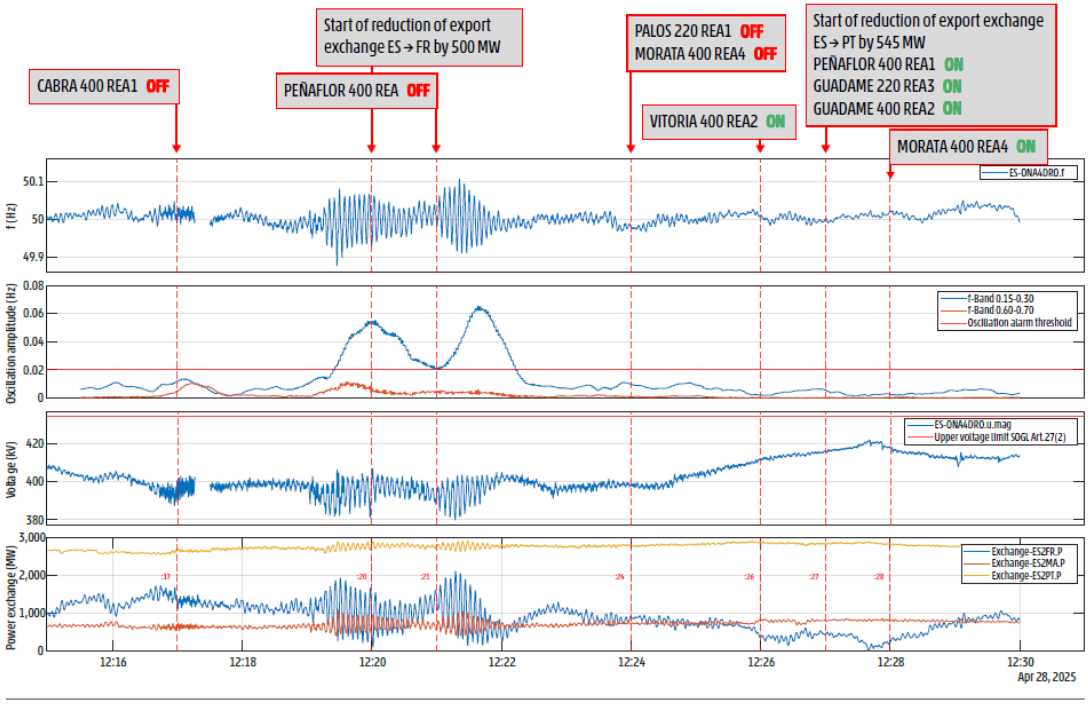


Figure 2-62: Characteristics data of the second oscillations and increasing voltage (source: WAMS 100 ms sampling rate at the 400 kV Carmona substation) and countermeasures

Fonte: Grid Incident in Spain and Portugal on 28 April 2025. ICS Investigation Expert Panel Final Report, março 2026

A análise da segunda oscilação demonstra claramente a natureza de uma oscilação interzonal em que toda a Península Ibérica oscila de forma coerente e com amplitude semelhante contra todo o sistema continental europeu. Esta segunda oscilação foi efetivamente mitigada por meio de novas medidas de compensação, que reduziram novamente os trânsitos de energia entre Espanha e França, e também com o acoplamento de diversas linhas de transporte no sul de Espanha.

A Figura 2-8 apresenta a evolução dos valores de tensão nas principais subestações de 400 kV de Espanha, evidenciando que durante as oscilações, em particular a segunda, a tensão atingiu valores bastante baixos, justificando o desligar de algumas reatâncias *shunt*.

Figura 2-8 – Evolução da tensão das 12:16 às 12:23 CEST nas principais subestações de 400 kV em Espanha

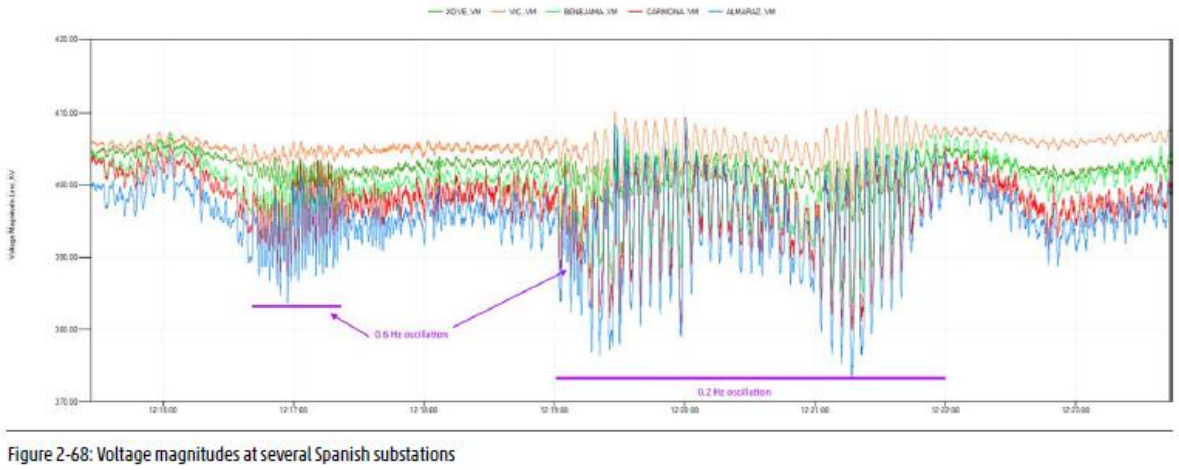


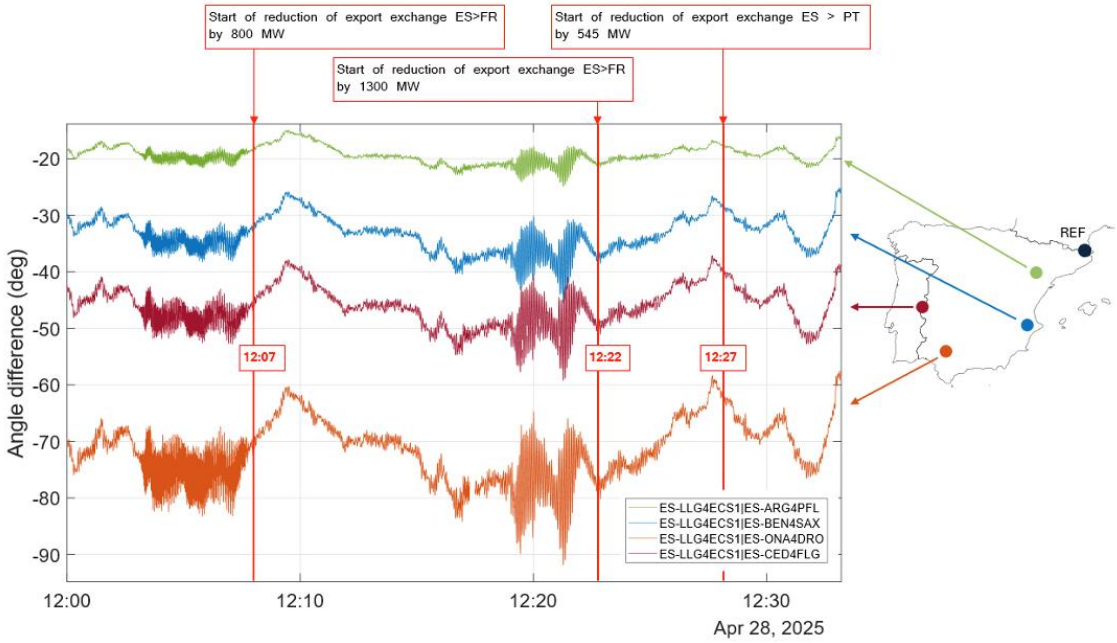
Figure 2-68: Voltage magnitudes at several Spanish substations

Fonte: Grid Incident in Spain and Portugal on 28 April 2025. ICS Investigation Expert Panel Final Report, março 2026

A Figura 2-9 permite visualizar a evolução da diferença dos ângulos de tensão em vários locais do sistema ibérico (em comparação com um local de referência na fronteira entre França e Espanha) após as 12:00 CEST. O efeito global das contramedidas aplicadas após as primeiras oscilações é visível às 12:10 CEST, quando os ângulos de tensão entre diferentes locais em Espanha foram significativamente reduzidos. O efeito inevitável do acoplamento das linhas foi um aumento da potência reativa injetada no sistema e, consequentemente, um aumento das tensões.

Após esta primeira ação, os ângulos de tensão do sistema às 12:15 CEST retornaram aos valores anteriores à primeira oscilação devido ao aumento das trocas entre Espanha e França, invalidando a ação de compensação anterior. O aumento do ângulo criou novamente as condições para a segunda oscilação.

Figura 2-9 – Evolução da diferença do ângulo de tensão após as 12:00 CEST, e o efeito das contramedidas, em 4 locais da Península Ibérica



Fonte: REORT-E. Consultado em ERSExplica "Investigação do grupo de peritos da REORT-E ao Apagão Ibérico de 28 de abril de 2025", publicado em 22 de agosto de 2025.

Após a segunda oscilação, a tensão permaneceu na faixa de 390–420 kV, antes de aumentar novamente, mas ainda dentro da faixa de tensão operacional na rede de transporte. Naquele momento, as trocas internacionais programadas de Espanha – todas no sentido de exportação – eram de 1 000 MW para França, 2 000 MW para Portugal e 800 MW para Marrocos.

2.3 REGISTO DOS VALORES DE TENSÃO E FREQUÊNCIA

De acordo com a Figura 2-3, que mostra a evolução das tensões em vários pontos de medida pertinentes para a análise do incidente, respetivamente, entre as 9:00 e as 12:00 CEST, e entre as 12:15 e as 12:32 CEST, é possível verificar que a tensão esteve sempre dentro dos valores admissíveis, mesmo nos momentos em que se verificaram oscilações, após as quais o sistema regressava a um regime de aparente estabilidade.

Tal como se pode verificar na Figura 2-10, é já no regime pré-colapso, pelas 12:33:17 CEST que a tensão em Carmona ultrapassa os 435 kV, atingindo os 460 kV antes da queda total.

Figura 2-10 - Evolução da tensão e da frequência das 12:32:50 às 12:33:35 CEST em Carmona

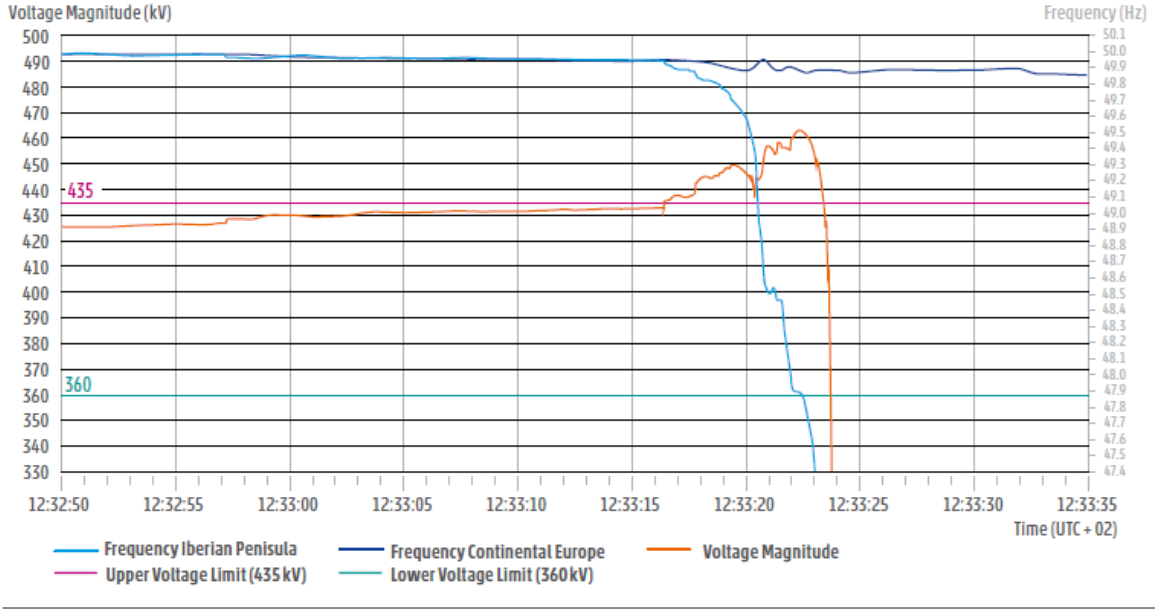


Figure 1-10: Evolution of the frequency and the voltage in the substation of Carmona (Spain) and of the frequency in the rest of Continental Europe (substation of Bassencourt, Switzerland) during the incident.

Fonte: Grid Incident in Spain and Portugal on 28 April 2025. ICS Investigation Expert Panel Final Report, março 2026

Para além da evolução da tensão, que conduziu ao apagão ibérico, a frequência manteve-se em valores próximos dos 50 Hz, como se verifica para os registos em Bassecout (CH) e em Carmona antes do início do colapso pelas 12:33:17 CEST.

Para além das oscilações no dia 28 de abril já analisadas nos pontos anteriores, e de acordo com a informação enviada pela REN à ERSE, há registos de oscilações ocorridas em vários anos no período anterior ao incidente, como são os casos de: 2016 (1dez), 2018 (29out), 2020 (3dez), 2021 (30jan, 24jun, 11out, 10nov), 2022 (10mai) e 2025 (24fev).

Os ORT de Espanha e de França têm protocolos definidos para lidar com as oscilações interzonais, com as medidas para a sua mitigação. Algumas das medidas previstas, como o acoplamento de linhas, podem ter consequências secundárias negativas no caso de sobretensões e subtensões na rede. Foi esse o caso no dia 28 de abril, em que as linhas que foram ligadas para diminuir a impedância do sistema e melhorar a estabilidade dos geradores contribuíram para aumentar a reativa injetada no sistema e, com isso, para o aumento da tensão.

2.4 SEQUÊNCIA DE EVENTOS

A manutenção do sistema elétrico em funcionamento seguro depende dos utilizadores de rede mais significativos, de entre os quais os geradores são o grupo mais relevante. Por essa razão, os requisitos de ligação à rede preveem condições de permanência em operação, mesmo perante perturbações das variáveis de estado do sistema. Essa tolerância traduz-se também na margem de operação do sistema elétrico pelo gestor de sistema.

A Figura 2-11 mostra a evolução da tensão e da exportação espanhola [8] a partir das 12:32 CEST. Da leitura desta figura, é possível verificar que o momento em que a exportação de Espanha começou a diminuir e o momento em que a tensão começou a aumentar coincidem.

Figura 2-11 - Evolução da tensão em Carmona e da exportação espanhola no minuto anterior ao apagão

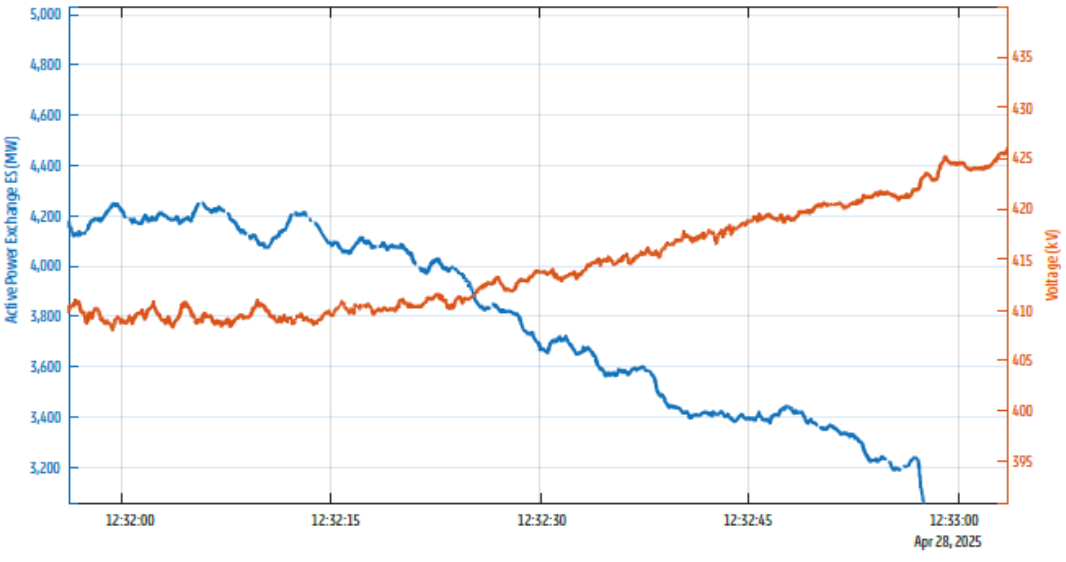


Figure 3-5: Evolution of the voltage in the Carmona substation and of the net active power exchange position between Spain and neighbouring countries between approximately 12:32:00 and 12:33:00 (source: PMU data from Red Eléctrica)

Fonte: Grid Incident in Spain and Portugal on 28 April 2025. ICS Investigation Expert Panel Final Report, março 2026

Os dados referidos no Relatório Final da REORT-E indicam uma sequência de eventos após o aumento de tensão descrito entre as 12:32:00 e as 12:32:57 (CEST). Antes dos eventos descritos abaixo, a tensão na rede de transporte estava abaixo do limite operacional superior.

[8] A diferença entre a produção e o consumo, em cada instante, reflete-se nos trânsitos das interligações, devendo o gestor de sistema manter esse trânsito tão próximo quanto possível do programa comercial da interligação. A perturbação deste equilíbrio entre produção e consumo, por exemplo, devido a uma redução brusca da produção, tem reflexo no trânsito na interligação.

- Às 12:32:57, 12:33:16 e 12:33:17 CEST | **Perda de produção totalizando 2 218 MW**

Foi observada uma perda de produção nas regiões de Granada, Badajoz e Sevilha, estimada em 2 218 MW no total, devido a disparos dos geradores, variação rápida de potência por razões de mercado ou outras razões desconhecidas.

O Relatório Final identificou um conjunto de instalações de produção (eólicas e fotovoltaicas) com redução rápida de potência, durante o minuto 12:32 CEST, totalizando a perda de 208 MW. Não foram identificados registos de disparo nas proteções destes geradores neste período ou não havia informação disponível para essa avaliação, implicando que esta redução de produção pode dever-se a uma variação rápida intencional por parte dos respetivos operadores ou por outras razões desconhecidas (evento 2 do Relatório Final).

Quanto a disparos de produção, o primeiro evento (evento 3 do Relatório Final) ocorreu devido ao disparo de um transformador de geração (de uma rede de evacuação de produção), devido a um problema de sobretensão no lado da tensão mais baixa, na região de Granada, que ligava diferentes instalações de geração (fotovoltaica, eólica e termo-solar) à rede de transporte e que estava a injetar 355 MW. O disparo do transformador conduziu ao isolamento da rede de evacuação de produção face à rede de transporte, o que explica as desligações das unidades de geração ligadas a essa rede, por sobrefrequência ou por sobretensão, conforme relatado pelos operadores das centrais.

O segundo evento incluiu a desligação de instalações fotovoltaicas e termo-solares ligadas a duas subestações de transporte de 400 kV, na área de Badajoz, com uma injeção interrompida total de cerca de 727 MW (evento 4 do Relatório Final).

O terceiro evento incluiu a desligação de diversos geradores em diferentes áreas, em menos de um segundo: parques eólicos em Segóvia e Huelva, fotovoltaicos em Badajoz, Sevilha, Cáceres e Huelva e termo-solares em Badajoz, e outros geradores em diferentes locais, num total de mais de 928 MW (evento 5 do Relatório Final).

Nesse período, não foram observados disparos de produção em Portugal e em França. Como resultado desses eventos, observou-se um aumento de tensão em Espanha, levando a um aumento também em Portugal, e a frequência diminuiu.

- Entre as 12:33:18 e as 12:33:19 CEST | **Início do deslastre automático em Portugal e continuação de perda de geração em Espanha**

Entre as 12:33:18 e as 12:33:19 CEST, o Relatório Final identificou a perda de 2 301 MW de produção eólica e fotovoltaica em Espanha.

A REN informou que o primeiro registo de eventos no seu SCADA foi o disparo do grupo 1 em bombagem da central de Gouvães, às 12:33:19 CEST, por atuação do deslastre automático, seguida do disparo de mais 2 grupos em bombagem no mesmo segundo e de 7 grupos adicionais no segundo seguinte. Estes dados confirmam que a produção em Portugal observada pelo SCADA da REN não se desligou antes da atuação do plano de emergência, o que é o comportamento esperado. No entanto, a E-REDES estima em cerca de 896 MW a perda de produção descentralizada, quando a frequência desce dos 49,8 Hz e antes do valor padrão de 47,5 Hz para desligação da produção (vd. Tabela 3-4 do Relatório Final).

Neste período, a tensão na região sul de Espanha aumentou drasticamente e, consequentemente, também em Portugal. A sobretensão desencadeou perdas de produção em cascata em Espanha, o que causou a queda da frequência do sistema elétrico espanhol e português.

- Entre as 12:33:19 e as 12:33:22 CEST | **Funcionamento do deslastre automático de cargas**

Os Planos de Deslastre Automático e de Defesa do Sistema de Espanha e de Portugal foram ativados, tendo desligado consumo no valor de 15 532 MW em 3 segundos, mas não conseguiram evitar o colapso do sistema elétrico ibérico. Esta questão é melhor descrita no ponto □.

- Às 12:33:20 CEST | **Perda da interligação Espanha - Marrocos**

A interligação entre os sistemas de Espanha e Marrocos desligou-se por subfrequência.

- Às 12:33:21 CEST | **Perda da interligação França - Espanha em corrente alternada**

As linhas de interligação em corrente alternada entre França e Espanha foram desligadas por dispositivos de proteção contra perda de sincronismo.

- Às 12:33:24 CEST | **Perda da interligação França - Espanha em corrente contínua**

Todos os parâmetros do sistema elétrico espanhol e português entraram em colapso e a interligação em corrente contínua entre França e Espanha foi interrompida.

- Às 12:33:27 CEST | **Apagão**

2.5 ATUAÇÃO DO PLANO DE DEFESA – DESLASTRE AUTOMÁTICO DE CARGAS

Nos termos do enquadramento regulamentar vigente, nomeadamente o Regulamento (UE) 2017/2196, da Comissão, de 24 de novembro de 2017, que estabelece um código de rede relativo aos estados de emergência e de restabelecimento em redes de eletricidade, o Regulamento de Operação das Redes [9] e o Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema [10], a última versão do plano de deslastre de cargas, de 2021, apresenta as seguintes características de execução:

- 1.º patamar de deslastre – Bombagem – corresponde a uma potência instalada de 3 579 MW deslastrável em 6 escalões de frequência, entre os 49,8 Hz e os 49,3 Hz.

Tabela 2-1 – Escalões de deslastre dos grupos de bombagem em Portugal

Frequência (Hz)	Potência de bombagem máxima (MW)
49,8	658
49,7	612
49,6	652
49,5	585
49,4	480
49,3	593
Total	**3 579**

Fonte: REN, Plano de deslastre frequencimétrico, 2021.

- 2.º patamar de deslastre – Clientes com deslastre frequencimétrico – corresponde a uma potência deslastrável estimada em 693 MW aos 49,2 Hz.

Tabela 2-2 – Escalão de deslastre dos clientes com deslastre frequencimétrico em Portugal

Frequência (Hz)	Clientes interruptiveis (MW)
49,2	693

Fonte: REN, Plano de deslastre frequencimétrico, 2021

[9] Aprovado pelo Regulamento n.º 816/2023, de 27 de julho.

[10] Aprovado pela Diretiva n.º 9/2025, de 11 de setembro.

- 3.º patamar de deslastre – saídas das subestações REN/E-REDES – corresponde a uma potência deslastrável estimada em 3 778 MW desligada em 6 escalões, entre os 49,0 Hz e os 48,0 Hz.

Potencialmente, dependendo da situação real, aos 48,0 Hz estariam desligados 8 051 MW.

ATUAÇÃO DO PLANO DE DEFESA NO DIA 28 DE ABRIL DE 2025

No âmbito do Painel de Peritos da REORT-E, os operadores enviaram informação agregada da potência deslastrada, tendo sido reportados, para a bombagem entre os 49,8 Hz e 49,3 Hz: 2,1 GW em Portugal e 2,8 GW em Espanha; e para o consumo: 2,2 GW em Portugal e 8,5 GW em Espanha. O total de consumo deslastrado na Península Ibérica foi de 15,5 GW.

De acordo com a informação pormenorizada e incluída no Relatório Final, a análise realizada aos registos da REN e da E-REDES permitiu apurar que os deslastres efetuados no SEN atingiram os seguintes valores de potência ativa:

1. Grupos hídricos em serviço, em modo de bombagem, 2 098 MW

   Entre os 49,8 Hz e os 49,3 Hz foram deslastrados todos os grupos hídricos em funcionamento, em modo de bombagem, de acordo com o previsto no plano.

2. Clientes com deslastre frequencimétrico: 218 MW

   O consumo efetivo deslastrado a clientes industriais interruptíveis rondou os 218 MW.

   Sobre os clientes com obrigações de deslastre frequencimétrico, importa notar que o atual Estatuto de Cliente Eletrointensivo foi alterado pela Portaria n.º 203-A/2025/1, de 24 de abril (alterando o regime aprovado pela Portaria n.º 112/2022, de 14 de março). Uma das alterações promovidas foi precisamente a revogação dos n.ºs 2 e 3 do artigo 7.º, que previam a obrigação de «instalar um relé de deslastre por frequência, cujos ajustes são determinados pelo GGS, constituindo um escalão de deslastre prévio ao estabelecido para o resto dos consumidores». Deste modo, e juntando-se ao fim do regime de interruptibilidade, em 2021, atualmente, estas instalações não têm obrigação nem incentivo de instalar e manter em funcionamento um relé de deslastre de frequência. Esta circunstância merece ponderação ao nível do plano de defesa do SEN.

3. **Consumos ligados na rede de distribuição: 1 955 MW**

   De acordo com a análise da REN e da E-REDES, o consumo deslastrado entre os 49,0 Hz e os 48,0 Hz atingiu um valor total de 1 955 MW.

   Tendo em conta os valores apurados, verifica-se um deslastre de 1 955 MW em 3 972 MW potenciais, o que resulta do consumo efetivo naquele instante, face à ponta esperada da rede [11]. Esta avaliação envolve apenas o consumo líquido deslastrado, sendo omissa em relação à produção não observável.

A Figura 2-12 ilustra a atuação do plano de deslastre automático no dia 28 de abril de 2025, à medida que a queda de frequência foi ativando os diversos escalões programados.

Figura 2-12 – Atuação do deslastre automático de cargas em Portugal no dia 28 de abril de 2025

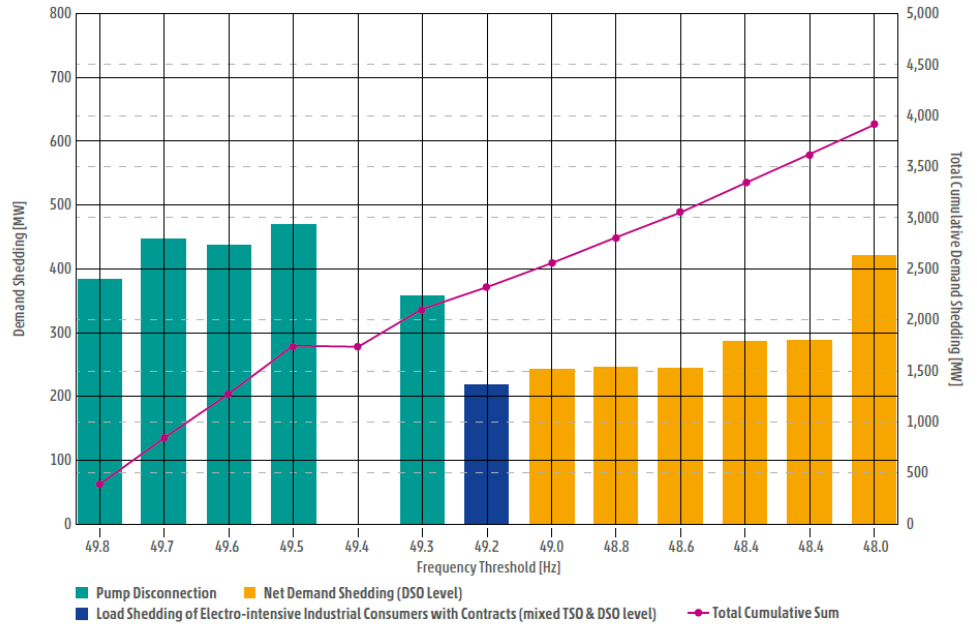


Figure 3-70: Activation of the low frequency demand disconnection plan for REN

Fonte: Grid Incident in Spain and Portugal on 28 April 2025. ICS Investigation Expert Panel Final Report, março 2026

A informação recolhida permitiu verificar o bom funcionamento do plano de deslastre, nos vários patamares e escalões de frequência (vd. capítulo 4.4.3.5 do Relatório Final do Painel de Peritos). Apesar disso, o deslastre automático não atingiu o seu objetivo principal, que é evitar o colapso do sistema. Com

[11] O consumo nacional prévio ao incidente era cerca de 5,8 GW, que compara com a ponta histórica do consumo, de 9,9 GW, registada em 2021.

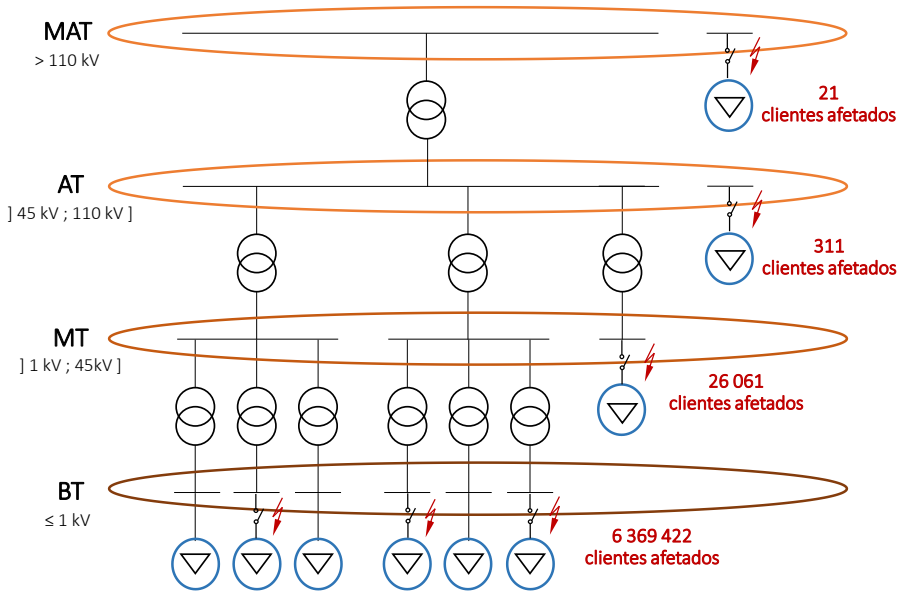
efeito, o atrasar da queda da frequência por atuação do deslastre automático não impediu a continuação do aumento das tensões (pois não é essa a sua função), levando a novas desligações de geração por sobretensão, o que fez continuar com a queda da frequência (vd. Figura 2-10).

2.6 IMPACTO DO APAGÃO NO SEN

O relatório apresentado pela REN indica o impacto que o incidente ocorrido no dia 28 de abril de 2025 teve ao nível do número de clientes afetados, bem como dos indicadores gerais de continuidade de serviço.

O conjunto de incidentes que ocorreram no período referido afetou um total de 6 395 815 instalações de clientes ligados em MAT, AT, MT e BT, conforme apresentado na Figura 2-13.

Figura 2-13 – Número de clientes afetados pelo apagão, por nível de tensão



Fonte: Dados do relatório final da REN sobre o pedido de classificação como evento excecional.

Na Tabela 2-3 apresenta-se o contributo do incidente, registado durante o período de impacto, para os indicadores gerais de continuidade de serviço da rede de transporte operada pela REN.

Tabela 2-3 – Impacto do evento nos indicadores gerais de continuidade de serviço

Indicadores gerais de continuidade de serviço	MAT
ENF (MWh) Energia Não Fornecida	55 489,40
TIE (minutos) Tempo de Interrupção Equivalente	552,00
SARI (minutos) Tempo Médio de Reposição do Sistema	753,00
MAIFI (interrupções/ponto de entrega) Frequência Média de Interrupções Breves do Sistema	0
SAIDI (minutos/ponto de entrega) Duração Média das Interrupções Longas do Sistema	744,00
SAIFI (interrupções/ponto de entrega) Frequência Média de Interrupções Longas do Sistema	0,99

Fonte: Dado do relatório final da REN sobre o pedido de classificação como evento excecional.

Tendo em conta que o valor do indicador ENF associado a este incidente corresponde a 55,5 GWh, é cumprido o critério para a **designação como Incidente de Grande Impacto**, conforme previsto no ponto V do Anexo I do Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS) dos setores elétrico e do gás, aprovado pelo Regulamento n.º 826/2023, de 28 de julho.

No cálculo da ENF, foram contabilizados os 87 pontos de entrega de consumo da RNT [12]. No caso dos pontos de entrega à RND, foi considerada a previsão quarto-horária de consumo para os dias 28 e 29 de abril de 2025. No caso dos pontos de entrega a consumidores ligados em MAT, por não existirem previsões desagregadas, foi considerado o diagrama quarto-horário de consumo dos dias homólogos da semana anterior, 21 e 22 de abril de 2025, tendo os valores em causa sido comparados com o consumo real.

2.7 ATUAÇÃO DO PLANO DE REPOSIÇÃO EM PORTUGAL

Após o incidente, os ORT afetados ativaram imediatamente os respetivos planos de reposição do sistema elétrico.

[12] 66 pontos de entrega à RND e 21 pontos de entrega a consumidores ligados diretamente à RNT em MAT.

A reposição do sistema elétrico em Portugal e em Espanha foi promovida por processos *bottom-up,* em ilhas de reposição suportadas por centrais com capacidade de *black start* (arranque autónomo), e por processos *top-down*, através de ilhas interligadas com áreas de rede sã, em particular pelas interligações existentes. Em primeiro lugar, as ilhas interligadas estabeleceram-se em Espanha, através das interligações de Espanha com França e com Marrocos. Depois, foi criada uma ilha interligada em Portugal, através das interligações de Portugal com Espanha.

Em Portugal, a reposição do sistema nas primeiras horas ficou a cargo de duas centrais com capacidade de arranque autónomo:

- Castelo do Bode (central hidroelétrica);
- Tapada do Outeiro (central de ciclo combinado a gás natural).

Importa referir que a REN concretizou um procedimento de contratação do serviço de arranque autónomo, durante 2024, nos termos aprovados pela ERSE. Na sequência deste procedimento, foram selecionadas duas centrais hídricas para prestar o serviço por um período de 5 anos: Central do Baixo Sabor, no Norte, e Central de Alqueva, no Sul. A prestação do serviço contratado iniciou-se em 1 de janeiro de 2026. Até 31 de março de 2026, a Central da Tapada do Outeiro estava coberta pelo Acordo de Prorrogação Transitória do Contrato de Aquisição de Energia (CAE), para efeitos de reserva de segurança do SEN, o que assegura a prestação do serviço de arranque autónomo até esse momento. No caso da Central de Castelo do Bode, o contrato de prestação do serviço de arranque autónomo vigente no dia do apagão começou em 2024 e terminou em 31 de dezembro de 2025.

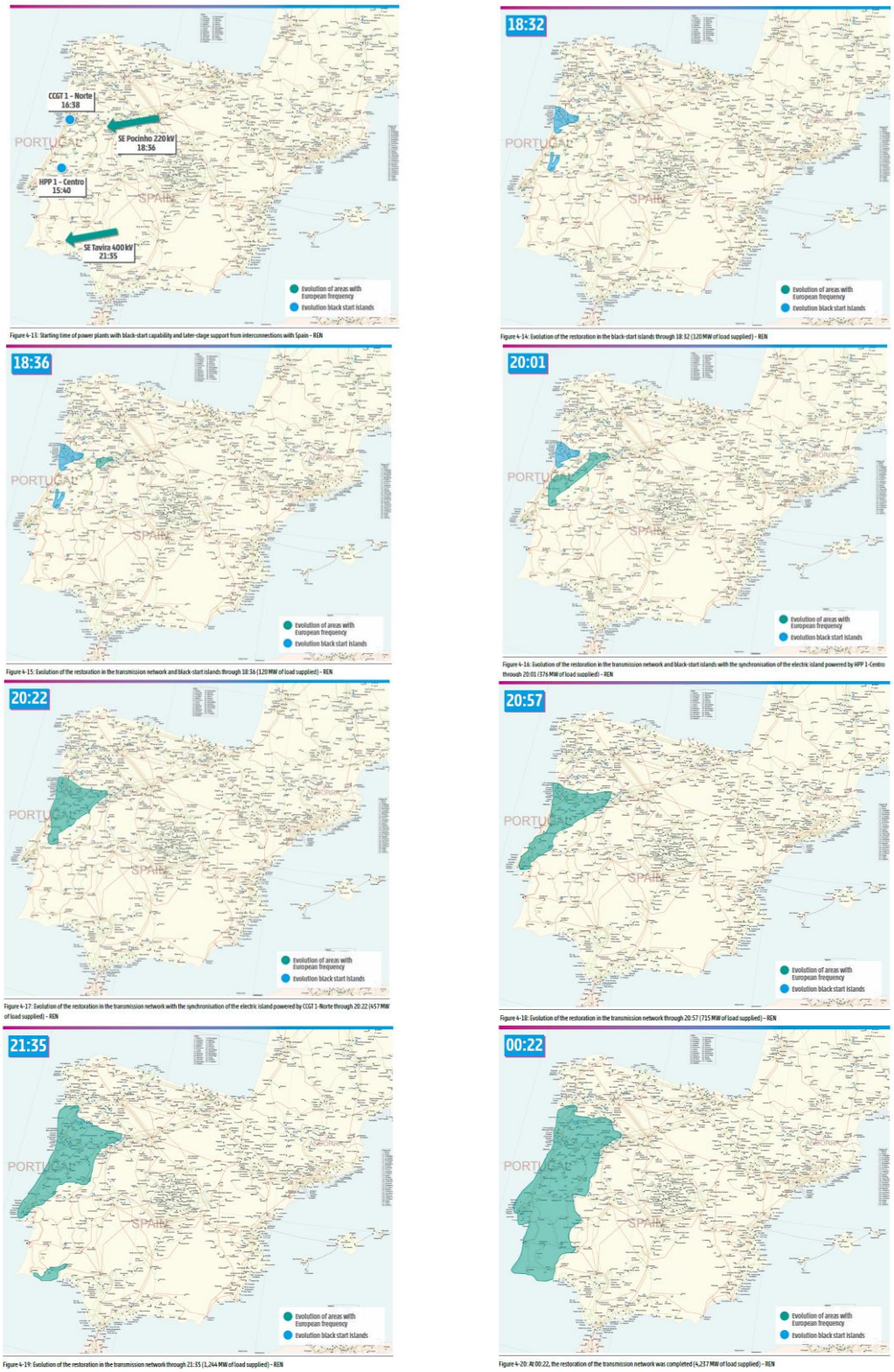
As principais etapas realizadas pelo ORT para o processo de reposição do SEN foram as seguintes (hora em Espanha):

Hora	Evento
12:35 CEST	REN solicita o arranque em modo *black start* da Central de Castelo do Bode.
12:43 CEST	REN solicita o arranque em modo *black start* do Grupo 2 da Central da Tapada do Outeiro. Durante algumas horas, a Central não conseguiu energizar o barramento e começar uma ilha de reposição.
12:49 CEST	A Central de Castelo do Bode desliga-se, interrompendo a formação da ilha de reposição, até à resolução dos problemas com os geradores auxiliares da central.

Hora	Evento
16:13 CEST	Arranque e propagação de tensão pelo Grupo 1 da Central de Castelo do Bode ao Barramento da subestação do Zêzere → sucesso na **criação da 1.ª Ilha de Reposição**
17:26 CEST	Arranque do Grupo 2 da Central da Tapada de Outeiro com propagação de tensão ao Barramento da Central da Tapada do Outeiro → sucesso na **criação da 2.ª Ilha de Reposição**
18:36 CEST	Propagada tensão ao barramento de 220 kV da subestação do Pocinho a partir da subestação espanhola de Aldeadávila (Linha Pocinho – Aldeadávila 1 a 220 kV) → sucesso na **criação da 3.ª Ilha de Reposição (interligada)** via ligação síncrona com a região continental europeia Constituiu-se desta forma a primeira ligação síncrona com a região continental europeia através do sistema elétrico espanhol. Neste momento, o SEN estava a ser reposto em 3 ilhas elétricas diferentes: 1.ª ilha - via Central de Castelo do Bode; 2.ª ilha - via Central da Tapada do Outeiro; 3.ª ilha - via interligação com Espanha (zona síncrona europeia).
20:01 CEST	Sincronização da ilha elétrica alimentada pela Central de Castelo do Bode com a rede síncrona europeia → sucesso da **sincronização da 1.ª Ilha de Reposição com a 3.ª Ilha de Reposição** via ligação síncrona com a região continental europeia
20:22 CEST	Sincronização da ilha elétrica alimentada pela Central da Tapada do Outeiro com a rede síncrona europeia → sucesso da sincronização da 2.ª Ilha de Reposição com as 1.ª e 3.ª Ilhas de Reposição via ligação síncrona com a região continental europeia, resultando na **criação da Ilha de Reposição Principal**
20:25 CEST	Ligação do *automatic generation control* (AGC), que passa a gerir a produção das centrais de modo automático para adequar à carga, parametrizado para saldo nulo na interligação.
21:35 CEST	Ligação da Linha Tavira – Puebla de Guzmán a 400 kV, iniciando a propagação de tensão e colocação progressiva de consumos na zona do Algarve e Alentejo → sucesso na criação da **4.ª Ilha de Reposição** via ligação síncrona com a região continental europeia
23:19 CEST	Fecho da malha que interligou a região do Algarve e Alentejo com a restante rede → sucesso da **ligação da Ilha de Reposição Principal com a 4.ª Ilha de Reposição** via ligação síncrona com a região continental europeia
00:22 CEST	Reposição em serviço do ponto de entrega da subestação de Divor, assim terminando a **reposição de todos os pontos de entrega da RNT** a consumos
04:00 CEST	**Reposição do serviço a todos os clientes na RND**

A Figura 2-14 ilustra as principais etapas do processo de reposição do sistema em Portugal.

Figura 2-14 - Principais etapas do processo de reposição do sistema em Portugal



Fonte: Grid Incident in Spain and Portugal on 28 April 2025. ICS Investigation Expert Panel Factual Report, outubro 2025

Analisando as principais etapas do processo de reposição, identificou-se o seguinte:

Ilhas de reposição

Com pedidos de arranque autónomo emitidos às 12:35 CEST para Castelo do Bode e às 12:43 CEST para a Tapada do Outeiro, a constituição de ilhas energizadas para o início da reposição do sistema ocorreu pelas 16:13 CEST e 17:26 CEST, respetivamente, 3h38 e 4h43 após os pedidos. Estes períodos incluíram tentativas de ligação das duas centrais, ainda que sem sucesso.

Estes tempos são superiores aos estabelecidos contratualmente para a prestação deste serviço, ou seja, 30 minutos no caso de Castelo do Bode e 1 hora no caso da Tapada do Outeiro, o que indicia incumprimentos contratuais. Enquanto contratante do serviço, a REN deve avaliar e acionar os meios contratuais previstos.

Importa notar que o Relatório Final identificou um conjunto de incidências relacionadas com as ilhas de reposição a partir de centrais com arranque autónomo, quer em Portugal, quer em Espanha. Os problemas identificados em Portugal e Espanha incluem: dificuldades no controlo de potência e de frequência com múltiplas centrais na mesma ilha de reposição; erros na parametrização das proteções dos geradores; e falhas no arranque autónomo das centrais e no fecho dos respetivos disjuntores. Foram ainda identificados problemas específicos das ilhas de reposição em Espanha, como a sincronização entre ilhas de reposição; o controlo de tensão nos geradores; ou o impacto da produção distribuída nas ilhas de reposição.

O Relatório Final também verifica que a reposição das ilhas interligadas a Zonas Síncronas (Europa Continental e Marrocos) foi significativamente mais eficaz. Quer em Portugal, quer em Espanha, a reposição a partir das ilhas interligadas foi absorvendo as zonas previamente integradas em ilhas isoladas, acelerando a reposição a partir desse momento.

O Relatório conclui que os tempos totais de reposição (12h em Portugal e 16h em Espanha) são comparáveis com os tempos verificados noutros incidentes de dimensão e complexidade semelhante, em especial atendendo à capacidade de interligação limitada entre a Península Ibérica e a restante Zona Síncrona da Europa Continental.

Coordenação entre agentes do processo de reposição

O Painel de Peritos verificou uma boa coordenação entre os agentes do processo de reposição, incluindo os ORT, os operadores da rede de distribuição (ORD) e os geradores relevantes (e os centros de despacho de renováveis em Espanha).

No caso particular de Portugal, foi verificado que os operadores tiveram de recorrer a meios de comunicação de recurso, para ultrapassar os problemas verificados nas redes públicas de telecomunicações. Essa garantia das comunicações durante o processo de reposição foi essencial para a sua eficácia.

Interligação com Espanha

A evolução da reposição em Espanha, sobretudo a partir das interligações com França e com Marrocos, ilustrada na Figura 2-15, estava mais avançada do que em Portugal à mesma hora, conforme se pode verificar pela situação às 18:16 CEST.

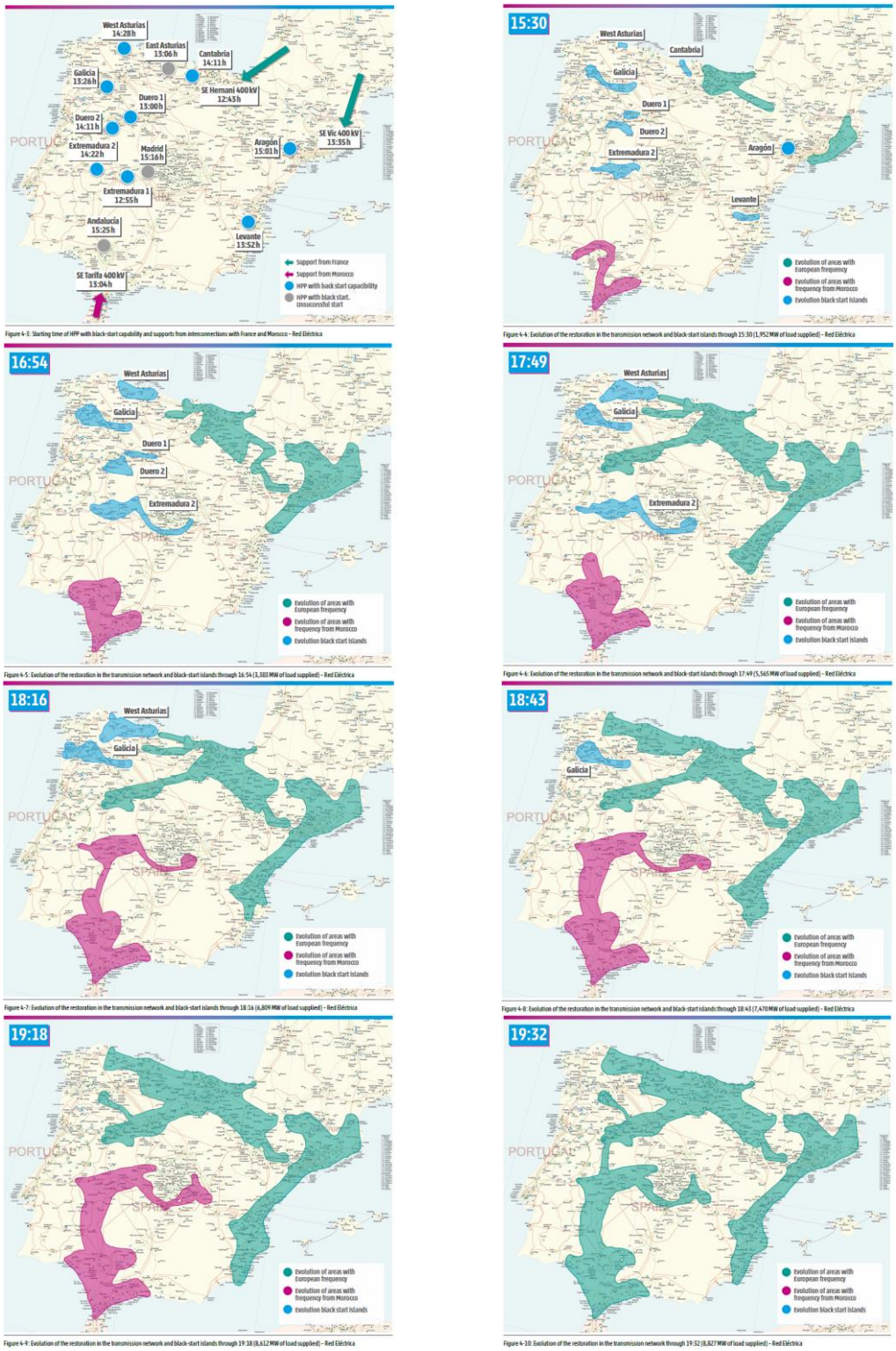
Com a subestação de Aldeadávila energizada pelo arranque autónomo desde o início e depois de sincronizada pela interligação com França (vd. situação às 17:49 CEST), foi ligada a interligação com a rede portuguesa.

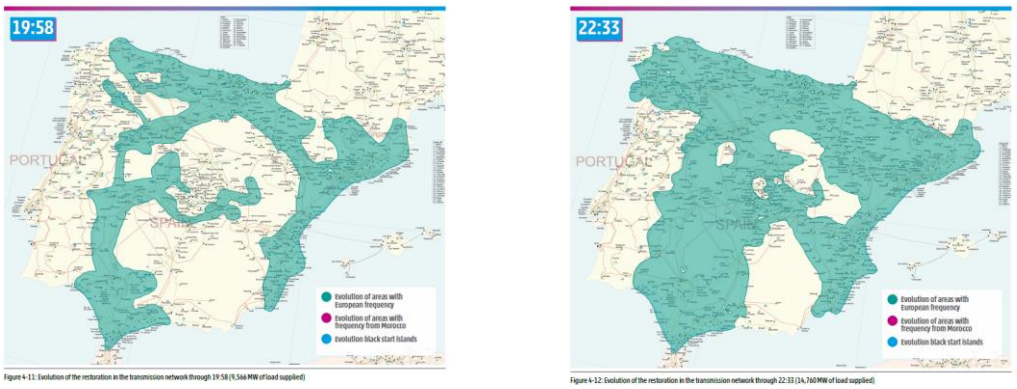
O restabelecimento da interligação com Espanha pelas 18:36 CEST através da linha Pocinho – Aldeadávila a 220 kV foi fundamental para acelerar o processo de reposição do sistema em Portugal. Até esse momento, a carga reposta em Portugal nas ilhas energizadas a partir das centrais com arranque autónomo era apenas de 120 MW.

É possível verificar que o restabelecimento da primeira interligação com Portugal aconteceu numa fase ainda precária do processo de reposição em Espanha. A interligação a Portugal foi feita pela ilha de reposição em Espanha ligada a França pelas linhas a oeste dos Pirenéus. Em Espanha, havia 3 ilhas de reposição ativas nesse momento, cada uma delas interligada a França (a oeste e a este dos Pirenéus) ou a Marrocos.

As interligações pelo sul do país, Tavira - Puebla de Guzmán ou Alqueva – Brovales, só foram ligadas mais tarde, embora já estivessem energizadas a partir de Marrocos às 17:49 CEST.

Figura 2-15 Principais etapas do processo de reposição do sistema em Espanha





Fonte: Grid Incident in Spain and Portugal on 28 April 2025. ICS Investigation Expert Panel Factual Report, outubro 2025

Importa referir que, durante o estado de reposição, emergência e alerta do SEN, para criar condições para a recuperação em segurança, foram ainda tomadas as seguintes medidas pelo GGS:

- Cancelamento das sessões do mercado intradiário e anulação do mercado intradiário contínuo;
- Suspensão de todos os mercados de serviços de sistema, passando a despacho centralizado pelo GGS;
- Colocação da capacidade comercial da interligação Portugal – Espanha a 0 MW em ambos os sentidos e, consequentemente, estabelecimento do programa de interligação em 0 MW;
- Desconexão da plataforma de coordenação de desvios (IGCC - International Grid Control Cooperation);
- Limitação forte da produção eólica e fotovoltaica a injetar no SEN;
- Instrução para assegurar a existência de pelo menos 3 grupos térmicos ligados ao SEN.

De acordo com o Painel de Peritos, o restabelecimento do fornecimento em Espanha e Portugal decorreu com eficácia e coordenação entre os ORT afetados, a Red Eléctrica, a REN e a RTE, com o apoio e a colaboração da empresa de serviços públicos marroquina ONEE. Tal foi possível graças ao trabalho conjunto e à cooperação entre os ORT. Além disso, a monitorização e a coordenação em tempo real do estado dos sistemas elétricos europeus foram asseguradas pela plataforma *European Awareness System*, uma ferramenta desenvolvida por todos os ORT da REORT-E.

2.8 ATUAÇÃO DAS LINHAS DE INTERLIGAÇÃO

A REN informou que não existem proteções de frequência ou de "*out of step*" (fora de sincronismo) nas 9 interligações entre Portugal e Espanha, cabendo aos operadores das Salas dos Despachos dos dois ORT monitorizar em tempo real os trânsitos de energia, bem como antecipar eventuais constrangimentos, nas análises de segurança que se realizam em sede de programação operacional e/ou mais próximo do tempo real.

Na informação complementar enviada à ERSE, a REN explica que os dois sistemas elétricos ibéricos estão mais interligados entre si, do que regiões/zonas internas de cada país em causa, pelo que os operadores entendem que não há condições, na prática, de parametrizar proteções de frequência ou proteções de fora de sincronismo ("*out of step*") nas interligações.

Com efeito, uma eventual atuação de proteções por perda de sincronismo levaria à interrupção de todas as linhas de interligação, interrompendo assim o saldo instantâneo nas interligações. Os valores atuais da capacidade disponibilizada ao mercado, sobretudo no sentido importador de Espanha para Portugal, seriam incompatíveis com a perda simultânea de todas as linhas de interligação, pois essa capacidade excede os critérios de segurança n-1 utilizados.

A REN comentou ainda que esta circunstância é compatível com o artigo 36.º do Regulamento (UE) 2017/1485 (SO GL), uma vez que interpreta que o mesmo se aplica às proteções contra curto-circuito.

Após o Apagão e já em estado de funcionamento normal, o SEN continuou a operar com restrições importantes na capacidade de interligação disponibilizada ao mercado. A Figura 2-16 mostra a capacidade comercial disponível na interligação e a utilização da interligação nos meses de março a junho de 2025. São visíveis as consequências das limitações impostas, primeiro pelo Governo (descritas no ponto 2.9), depois por iniciativa da REN, na sequência do incidente de 28 de abril, em particular no sentido importador.

Figura 2-16 – Capacidade disponível e utilização da interligação de março a junho de 2025



Fonte: REN

Por razões de prudência e segurança da operação do sistema, foram decretadas pelo Governo limitações à disponibilização da capacidade comercial da interligação, com corte absoluto no sentido importador imediatamente a seguir ao incidente. Apesar destas restrições, as interligações estiveram operacionais, permitindo a troca de serviços de sistema no âmbito das plataformas TERRE e MARI e contribuindo para a estabilidade dos dois sistemas elétricos.

Estas limitações foram progressivamente aliviadas por despacho ministerial, até ao seu cancelamento, em 24 de maio de 2025, mantendo a REN a responsabilidade por calcular a capacidade comercial de acordo com critérios de segurança da operação do SEN. Com efeito, a REN prolongou as restrições na capacidade comercial de interligação, sobretudo no sentido importador, que se mantiveram até 19 de junho de 2025.

2.9 DECLARAÇÃO DE CRISE ENERGÉTICA EM PORTUGAL

Tendo-se verificado um apagão geral do SEN, a REN acionou o Plano de Preparação para Riscos no Setor da Eletricidade [13]. Nessa circunstância, o Governo aprovou, no mesmo dia, a declaração de crise energética, através da Resolução do Conselho de Ministros n.º 90-A/2025, de 28 de abril.

[13] Consultar a versão mais recente, de 2023, disponível em: https://www.dgeg.gov.pt/media/zbxdmgva/pt_rpp-electricity_revision_19012023-public-version.pdf

A declaração de crise energética produziu efeitos desde o início do apagão, até ao final do dia seguinte, dia 29 de abril. A declaração autorizou a Ministra do Ambiente e Energia a aplicar as medidas excecionais previstas no n.º 1 do artigo 10.º do Decreto-Lei n.º 114/2001, de 7 de abril.

O referido plano de preparação para riscos no setor da eletricidade prevê a existência de um Gabinete de Crise, coordenado pela DGEG e pela REN, que assegura a implementação do plano e a articulação com as entidades previstas.

Após a reposição do sistema elétrico, no dia 30 de abril de 2025, a Ministra do Ambiente e Energia aprovou sucessivas decisões de condicionamento da exploração das interligações elétricas, com vista a assegurar a segurança da operação do SEN num período de incerteza e debilidade.

Quadro 2-1 - Medidas de emergência pós Apagão, com incidência na capacidade comercial de interligação

Despacho n.º 153/MAEN/2025, de 4 de maio Suspensão das trocas comerciais nas interligações elétricas
Despacho n.º 154/MAEN/2025, de 4 de maio Clarifica que o GGS pode usar as interligações para a troca de serviços de balanço com outros operadores de rede de transporte, em benefício da segurança da operação, e que as trocas comerciais no sentido exportador podem ser permitidas pelo GGS quando este considere que não constituem um risco operacional
Despacho n.º 157/MAEN/2025, de 6 de maio Permite as trocas comerciais de exportação e as de importação até 1 000 MW, condicionadas às condições de segurança operacional definidas pelo GGS
Despacho n.º 161/MAEN/2025, de 10 de maio Restringe a limitação das trocas comerciais nas interligações elétricas a 1 000 MW, no sentido importador e no período das 8h às 18h, e a 2 200 MW, no sentido importador e no período das 18h às 8h
Despacho n.º 180/MAEN/2025, de 17 de maio Restringe a limitação das trocas comerciais nas interligações elétricas a 1 500 MW, no sentido importador e no período das 8h às 19h
Fim das medidas de emergência, no dia 24 de maio, como previsto no Despacho n.º 153/MAEN/2025, de 4 de maio A partir desta data foi reposta a situação normal quanto à oferta de capacidade de interligação, embora condicionada a critérios de segurança operacional mais restritivos pelo GGS, em função da ponderação de riscos.

3 CLASSIFICAÇÃO COMO EVENTO EXCECIONAL

O RQS, e demais normas complementares, permitem aferir o cumprimento das obrigações de continuidade de serviço por parte dos ORT e ORD de eletricidade. Os níveis de qualidade de serviço têm consequências quer ao nível da remuneração dos operadores da rede, visto que a sua remuneração integra incentivos/penalidades à continuidade de serviço verificada no ano anterior (caso se apure a responsabilidade dos operadores), quer ao nível de eventuais compensações a pagar aos clientes afetados.

O RQS define:

- obrigações e padrões de qualidade de serviço a cumprir pelos operadores, designadamente, da continuidade do serviço de fornecimento de energia elétrica;
- compensações individuais a pagar aos clientes quando há incumprimento dos padrões individuais estabelecidos;
- obrigações de monitorização e prestação de informação.

ENQUADRAMENTO REGULAMENTAR DOS EVENTOS EXCECIONAIS

O RQS prevê a possibilidade de classificação de um incidente como evento excecional, estabelecendo os critérios aplicáveis. Nessa circunstância, o evento não é considerado para efeitos de verificação de cumprimento dos padrões e respetivas compensações.

Os incidentes podem ser classificados como "eventos excecionais" (artigo 8.º do RQS), desde que haja um pedido fundamentado por parte das entidades afetadas (operadores de rede, agregadores ou comercializadores), acompanhado por documentação detalhada e apresentado no prazo de 30 dias após o início da ocorrência. O evento só poderá ser considerado excecional pela ERSE se cumprir, cumulativamente, quatro critérios:

1. Baixa probabilidade de ocorrência do evento ou das suas consequências;
2. Provoque uma significativa diminuição da qualidade de serviço prestada;
3. Não seja razoável, em termos económicos, que os operadores de redes, agregadores ou comercializadores evitem a totalidade das suas consequências;

4. O evento e as suas consequências não sejam imputáveis aos operadores de redes, agregadores ou comercializadores.

Após a submissão à ERSE dos pedidos de classificação como evento excecional por parte dessas entidades, está previsto que a ERSE recolha parecer técnico da DGEG nas áreas da sua competência, que suporta a tomada de decisão da ERSE sobre os pedidos submetidos.

PEDIDO DE CLASSIFICAÇÃO DO APAGÃO DE 28 DE ABRIL COMO EVENTO EXCECIONAL

O incidente ocorrido em 28 de abril de 2025 teve consequências na perspetiva técnica da qualidade de serviço percecionada pelos clientes.

Nos termos do artigo 8.º do RQS e do Procedimento n.º 4 do Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço (MPQS) dos setores elétrico e gás, a REN submeteu no dia 28 de maio de 2025 [14], através do Portal de Eventos Excecionais da ERSE, o pedido de classificação como evento excecional do incidente identificado como "REN_2025_ABR_T_1", para apreciação e eventual aprovação por parte da ERSE.

O pedido de classificação como evento excecional foi efetuado com elementos justificativos da ocorrência, estruturados de acordo com os seguintes elementos principais:

- Ficha de caracterização da ocorrência;
- Demonstração do cumprimento dos critérios de excecionalidade;
- Demonstração do nexo de causalidade entre causas, efeitos e consequências;
- Meios de prova adicionais.

Tendo em conta o impacto do incidente ocorrido no dia 28 de abril de 2025 no funcionamento da RNT, a REN solicitou à ERSE, para efeitos regulatórios, a exclusão dos respetivos efeitos nos aspetos técnicos de qualidade de serviço. Em concreto, foi requerida a exclusão do incidente no cálculo dos indicadores de continuidade de serviço, para efeitos de comparação com os padrões individuais de continuidade de serviço, ao abrigo do artigo 24.º do RQS.

[14] A REN solicitou à ERSE uma extensão do prazo de apresentação do pedido de classificação de evento excecional, dada a particular complexidade do incidente.

Na sequência da submissão do pedido de classificação como evento excecional pela REN, em 28 de maio de 2025, a ERSE solicitou à DGEG a emissão do correspondente parecer técnico sobre o incidente em causa. O parecer da DGEG deve pronunciar-se sobre o cumprimento, pelo operador, dos regulamentos técnicos de segurança da sua competência. A DGEG emitiu, através do Portal de Eventos Excecionais da ERSE, o parecer referente ao pedido submetido pela REN (Anexo II), em 12 de fevereiro de 2026. O parecer conclui que o incidente ocorrido na rede operada pela REN reúne os critérios necessários para a sua classificação como evento excecional.

De seguida, apresenta-se a análise da ERSE à documentação submetida, quanto à classificação do incidente como evento excecional.

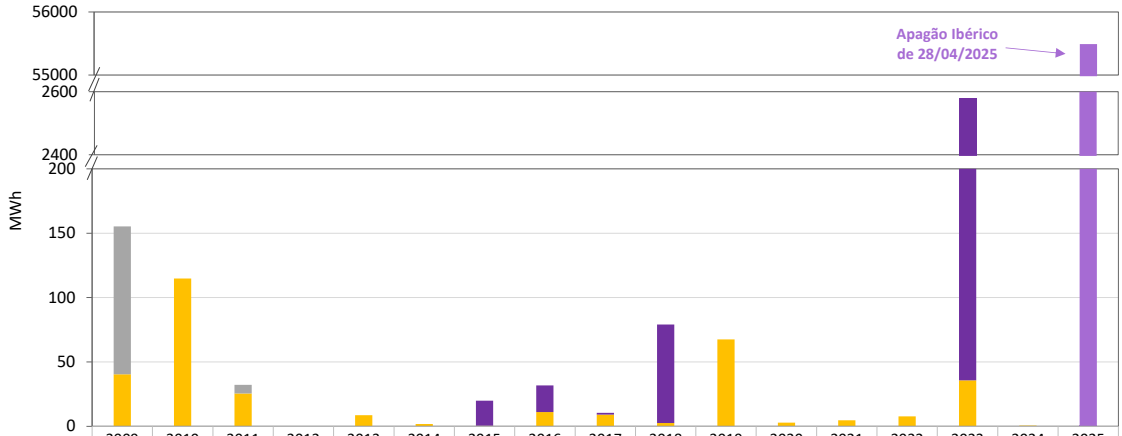
ANÁLISE AOS CRITÉRIOS DE CLASSIFICAÇÃO COMO EVENTO EXCECIONAL

Critério 1: Baixa probabilidade de ocorrência do evento ou das suas consequências

A interrupção do fornecimento de energia elétrica verificada em Portugal continental no dia 28 de abril de 2025, com início às 11:33 (hora local), teve origem numa perturbação das variáveis de estado do sistema elétrico espanhol, que conduziu ao colapso do sistema nas regiões geográficas correspondentes a Espanha, Portugal e uma pequena parte do sudoeste de França, junto à fronteira com Espanha.

A Figura 3-1 apresenta a evolução, entre 2009 e 2025, do indicador de continuidade de serviço ENF (energia não fornecida) para as interrupções longas (interrupções com duração superior a três minutos), evidenciando o impacto do incidente de 28 de abril de 2025.

Figura 3-1 – Evolução do indicador ENF na RNT, em MWh



	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Razões de segurança	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Eventos excecionais						0	19,5	20,8	1,4	76,6	0	0	0	0	2543,7	0	55489,4
cffm	114,9	0	6,6	0	0												
Próprias	40,4	114,9	25,6	0	8,6	1,8	0,4	11,0	9,1	2,5	67,5	2,8	4,7	7,7	35,7	0,5	1,0

Fonte: Dados da REN.

A análise histórica de incidentes registados nos últimos 16 anos não identificou qualquer ocorrência com características comparáveis, em termos de extensão geográfica e efeito sistémico, ao incidente de 28 de abril de 2025, cuja ENF ascendeu a 55 489,40 MWh. A inexistência de eventos semelhantes durante um período temporal tão alargado permite concluir que a probabilidade de ocorrência de um incidente com esta magnitude é reduzida.

O relatório final do Painel de Peritos, publicado em 20 de março de 2026, destaca também a natureza inédita e extrema do incidente, descrevendo-o como o mais grave ocorrido na Europa nos últimos 20 anos. A análise técnica, também descrita no Capítulo 2 deste documento, conclui que o incidente resultou de uma combinação de flutuações de tensão e fenómenos oscilatórios, levando a disparos de produção em Espanha, particularmente produção baseada em inversores, seguidos por uma cascata de disparos por sobretensão e culminando na perda de sincronismo do sistema ibérico com a Zona Síncrona da Europa Continental. Apesar da ativação correta dos planos de defesa do sistema elétrico, a natureza e a magnitude dos eventos em cascata levaram a um colapso total, em segundos, dos sistemas espanhol e português.

Na perspetiva do sistema elétrico nacional, estes elementos sustentam, de forma quantitativa e objetiva, a caracterização do incidente como um evento de baixa probabilidade de ocorrência, em conformidade com o critério previsto na alínea *a)* do número 1 do artigo 8.º do RQS.

Critério 2: Significativa diminuição da qualidade de serviço prestada

O impacto na qualidade de serviço foi total na área afetada, tendo o incidente provocado um *apagão* generalizado na Península Ibérica, traduzido na perda integral do consumo elétrico, tanto em Espanha (25,6 GW) como em Portugal (5,9 GW). Esta situação implicou a interrupção do fornecimento de energia elétrica à totalidade dos clientes da Península Ibérica, causando um impacto direto nos cidadãos e na sociedade em geral. O incidente foi classificado como um evento de nível 3 – o mais elevado em termos de gravidade –, de acordo com a Metodologia da Escala de Classificação de Incidentes.

A dimensão temporal e a abrangência geográfica do incidente, que afetou todo o território continental e todos os níveis de tensão, resultaram na interrupção do fornecimento de energia elétrica aos 6,4 milhões de clientes alimentados pelas redes operadas pela REN e pela E-REDES. Esta interrupção teve um impacto significativo na diminuição da qualidade de serviço, quer geral, quer individual.

A conjugação do elevado número de clientes afetados (6,4 milhões), do pico de valores registados nos indicadores SAIDI e SAIFI, da extensão geográfica nacional e da duração do processo de restabelecimento da rede elétrica, configura uma degradação significativa da qualidade de serviço.

Estes elementos evidenciam uma diminuição significativa da qualidade de serviço, tanto do ponto de vista sistémico, como individual, em conformidade com o critério previsto na alínea *b)* do número 1 do artigo 8.º do RQS.

Critério 3: Falta de razoabilidade económica para evitar a totalidade das suas consequências

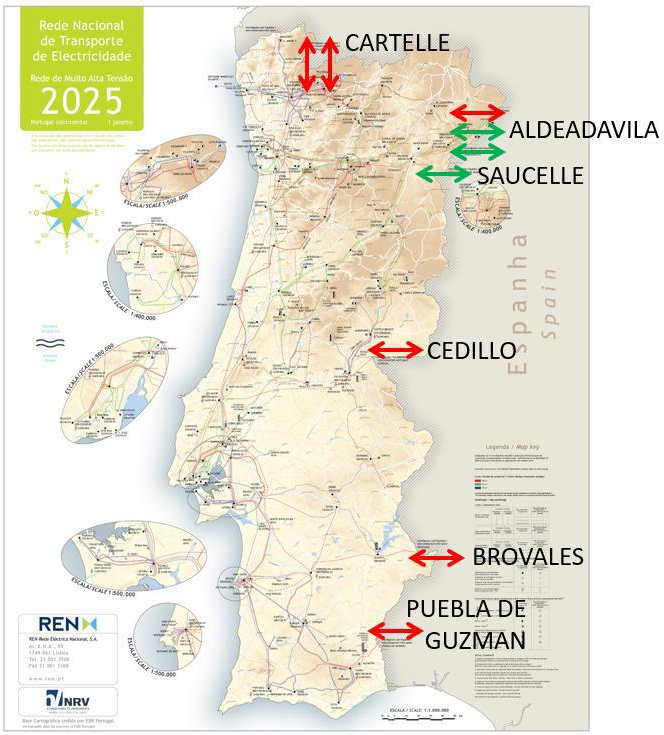
A investigação do Painel de Peritos ao Apagão Ibérico de 28 de abril de 2025, cujas conclusões constam do relatório final publicado em 20 de março de 2026, caracterizou a origem do incidente, evidenciando que os eventos iniciais, registados entre as 12:33:16 CEST e as 12:33:18 CEST, responsáveis pela descida da frequência e a subida da tensão na rede elétrica, não tiveram origem no SEN, mas sim na rede elétrica do sul de Espanha. Os primeiros eventos registados no SEN com impacto nestas grandezas ocorreram às 12:33:19 CEST, com o disparo da bombagem, medida integrante do plano de defesa do sistema elétrico, cujo objetivo é contrariar a queda da frequência e contribuir para a sua recuperação.

Neste contexto, destaca-se a interligação entre os sistemas de Portugal e Espanha, composta por seis linhas a 400 KV e três linhas a 220 kV (vd. Figura 3-2), mais robusta em número de linhas e em capacidade

térmica/transporte das linhas, quando comparada com as interligações entre Espanha-Marrocos e entre Espanha-França.

Figura 3-2 – Mapa da RNT e representação esquemática das linhas de interligação

(a vermelho, as de 400 kV, a verde, as de 220 kV)



Fonte: Resposta da REN ao pedido de informação complementar da ERSE, em 23 de julho de 2025.

Esta configuração técnica determina que, perante um desequilíbrio de produção e consumo de grande magnitude na Península Ibérica, o cenário mais provável seja a permanência do SEN interligado ao sistema elétrico espanhol, ficando este isolado dos sistemas elétricos de França e Marrocos.

Acresce que, perante um evento de grande escala e rápida propagação, como o ocorrido, a ativação de mecanismos de proteção e contenção do incidente no SEN revelou-se tecnicamente adequada e conforme, embora ineficaz, dado que (por desenho) não endereça o fenómeno de sobretensões. A atuação do plano de defesa, incluindo o deslastre automático de cargas, demonstra que atuaram as medidas predefinidas para mitigar os efeitos da perturbação.

Face à forte interligação técnica entre os sistemas elétricos de Portugal e Espanha, à elevada velocidade da propagação do evento e à natureza dos mecanismos de controlo disponíveis, considera-se que não seria razoável em termos económicos evitar, de forma autónoma e integral, os efeitos do incidente no SEN, resultantes da falha com origem no sistema elétrico espanhol. A eventual implementação de soluções técnicas adicionais — como mecanismos de desacoplamento automático ou reforços substanciais da capacidade de resposta — implicaria novos investimentos em infraestrutura, tecnologias de deteção e sistemas de controlo em tempo real e manutenção de reservas operacionais que não ofereceriam garantias de eficácia perante eventos desta natureza e magnitude, sendo desproporcionadas face à baixa probabilidade estatística de ocorrência de um incidente similar. O relatório final do Painel de Peritos reforça esta conclusão ao demostrar, através de simulações, que mesmo um aumento de 20% na inércia do sistema, não teria evitado a perda de sincronismo.

De acordo com os esclarecimentos adicionais prestados pela REN à ERSE, o artigo 36.º do Regulamento (UE) 2017/1485 (Regulamento SO) define obrigações dos ORT em matéria de proteção contra perturbações, com foco na eliminação fiável e rápida de defeitos, nomeadamente curto-circuitos. A interpretação da REN e da REE é que este artigo não se aplica a proteções de frequência ou de "*out of step*" (fora de sincronismo), utilizadas em planos de defesa de sistema.

A REN esclarece que a forte interligação elétrica entre os dois sistemas inviabiliza a parametrização de proteções que visem isolar automaticamente o SEN de falhas no sistema elétrico espanhol, sob pena de provocar colapsos no sistema elétrico português, como seria o caso num cenário de elevada importação. Além disso, não existem atualmente proteções "*out of step*" nas interligações luso-espanholas, sendo a sua gestão baseada na monitorização em tempo real pelos centros de despacho de ambos os países.

Ainda que, hipoteticamente, fosse tecnicamente possível isolar o sistema elétrico nacional de falhas no sistema elétrico espanhol, seria necessário dispor em permanência de uma reserva a subir instantânea de valor equivalente à perda do saldo importador, ou uma reserva a descer equivalente à perda do saldo exportador [15]. Adicionalmente, esta situação implicaria ter inércia no sistema elétrico português da mesma

[15] O valor de contratação de banda de regulação secundária (banda de aFRR) para o ano de 2025, considerando o preço médio da banda contratada no ano de 2025 (33,6 €/MW/h) aplicado à banda necessária até perfazer o valor do saldo de interligação (1 632 MW), corresponderia a 480 milhões de euros (i.e., 300 milhões de euros de acréscimo face aos 180 milhões de euros verificados nesse ano). No entanto, assumindo o preço de banda correspondente às ofertas mais caras em 2025 (ainda assim insuficientes para o pressuposto de necessidades desta simulação), este custo de banda seria de 1 092 milhões de euros

dimensão daquela que é hoje utilizada para toda a Zona Síncrona da Europa Continental (o incidente de referência para o dimensionamento da reserva de contenção da frequência é de ± 3 000 MW, na Zona Síncrona da Europa Continental) [16].

Nesse sentido, considera-se que, nas circunstâncias técnicas do sistema ibérico, não seria razoável, em termos económicos, explorar o SEN de forma a evitar que o incidente ocorrido em 28 de abril de 2025 se propagasse para o SEN, em conformidade com o critério previsto na alínea *c)* do número 1 do artigo 8.º do RQS.

Critério 4: Inimputabilidade do evento e das suas consequências aos operadores de redes

O Relatório Final do Painel de Peritos, publicado em 20 de março de 2026, concluiu que as causas responsáveis pela descida da frequência e a subida da tensão na rede elétrica, que culminaram no apagão ibérico, não tiveram origem no sistema elétrico nacional, mas sim na rede elétrica do sul de Espanha.

De acordo com os dados apresentados no subcapítulo 2.2 deste relatório, momentos antes do incidente de 28 de abril de 2025 verificaram-se oscilações significativas de tensão na rede elétrica espanhola, sinalizando uma condição de instabilidade e provocando desligações de produtores no sistema espanhol. O incremento de tensão na rede conduziu a novas desligações em cascata de produção em Espanha.

Conforme referido na análise ao incidente, até à atuação do plano de deslastre automático de carga, a tensão na rede portuguesa manteve-se dentro dos limites normais de operação e a produção observável pela REN manteve-se ligada, assegurando as obrigações de controlo de tensão. Estes elementos demonstram a normalidade do funcionamento do sistema português até ao momento em que a propagação das sobretensões da rede espanhola e o desequilíbrio de frequência provocaram o colapso do sistema ibérico.

Os sistemas do plano de defesa da RNT e da RND foram automaticamente acionados. Esta atuação enquadrou-se no Plano Nacional de Deslastre Frequencimétrico (descrito no subcapítulo 2.5), conforme

(acréscimo de 912 milhões de euros anuais). Esta estimativa não pondera a exequibilidade técnica face ao parque eletroprodutor atual. Acresce ainda que a viabilização da banda calculada implicaria uma redução das ofertas no mercado organizado que poderia provocar um aumento de preços nesse mercado.

[16] Vd. artigo 153.º do Regulamento (UE) 2017/1485, de 2 de agosto, que estabelece orientações sobre a operação de redes de transporte de eletricidade (Regulamento SO).

estabelecido no artigo 15.º do Regulamento (UE) 2017/2196 da Comissão, de 24 de novembro de 2017, que estabelece um Código de Rede relativo aos estados de emergência e de restabelecimento.

Apesar da atuação dos mecanismos automáticos de proteção, a magnitude da perturbação impossibilitou a recuperação do equilíbrio entre consumo e geração. Não foi possível evitar a continuação da subida da tensão e da queda da frequência, resultando no colapso do sistema elétrico ibérico.

Estes elementos permitem demonstrar que o evento não é imputável à atuação da REN, na qualidade de GGS.

Noutro plano, ultrapassada a questão da (não) imputabilidade do incidente ao operador de rede, importa analisar os momentos seguintes ao apagão ibérico e a atuação da REN em concreto.

Logo após o apagão, a REN e a E-REDES desencadearam os seus respetivos planos operacionais de contingência, com o objetivo de mitigar as consequências do incidente e restabelecer o fornecimento de energia elétrica de forma segura e coordenada.

A REN ativou os seus Planos de Emergência, assegurando uma atuação coordenada, quer a nível interno (com as autoridades, com a E-REDES e com os principais produtores), quer a nível externo (com o gestor de sistema espanhol, com o Centro de Coordenação Regional (CORESO) e com a coordenação da zona síncrona da Europa continental). As principais ações implementadas incluíram: 1) mobilização de todos os recursos operacionais necessários para as intervenções de restabelecimento; 2) estabelecimento de comunicação permanente com a Proteção Civil e a Administração Central, garantindo a prioridade no fornecimento de energia a certos consumos (prioritários) por estas identificados; e 3) realização de pontos de situação regulares e divulgação de informação sobre a evolução do processo de reposição.

Enquanto GGS, a REN deu início à execução do Plano Nacional de Reposição de Serviço, com a ativação das duas centrais com capacidade de arranque autónomo (*black start*): a Central Hidroelétrica de Castelo do Bode e a Central Termoelétrica da Tapada do Outeiro.

A execução do plano envolveu uma estreita coordenação operacional entre: 1) as salas de comando da REN - o Despacho Nacional e o Centro de Operação da Rede; 2) as salas de comando dos geradores que participam no processo; 3) as salas de comando da E-REDES, responsáveis pelas manobras de reposição de consumos da rede de distribuição; e 4) as salas de comando da Red Eléctrica de España.

O relatório final do Painel de Peritos apresenta evidências técnicas e operacionais que sustentam a conclusão de que a REN operou a rede de forma correta e diligente durante o processo de reposição de serviço, apesar de se terem registado várias incidências relacionadas com as ilhas de reposição a partir de centrais com arranque autónomo, resultantes de anomalias técnicas nos equipamentos das centrais.

Ainda de acordo com o relatório final do Painel de Peritos, concretamente, na Central de Ciclo Combinado a Gás Natural da Tapada do Outeiro, a falha resultou de um encravamento inesperado entre o sistema de excitação e o disjuntor do gerador, que teve de ser modificado no local. Por sua vez, na Central Hidroelétrica de Castelo do Bode, o grupo disparou por atuação da proteção de sobretensão dos serviços auxiliares (400 V). Isso levou a uma paragem inadequada dos grupos geradores auxiliares, que causou dificuldades na religação desses grupos geradores, até que foi possível ligar um grupo diesel auxiliar. A Central de Castelo do Bode ainda sofreu novo disparo, já depois de ter arrancado com sucesso às 15:40 CEST, devido a um nível baixo de óleo no acumulador do sistema de regulação da turbina, devido ao período sem alimentação de eletricidade às bombas de óleo da central.

O Relatório Final confirma ainda a elevada complexidade do processo de reposição de serviço, incluindo as operações de *black start*, caracterizando-o como um processo altamente coordenado e de complexidade excecional. Neste contexto, é salientada a necessidade de reforçar a realização de testes mais frequentes e mais representativos das condições reais de operação, incluindo testes em modo real de *black start* e de funcionamento em ilha, bem como o treino conjunto dos diversos operadores envolvidos.

Adicionalmente, a ocorrência de falhas técnicas iniciais em equipamentos das centrais de *black start* evidencia limitações dos procedimentos de teste e manutenção anteriormente adotados, sugerindo que estes não captaram, de forma suficiente, vulnerabilidades que apenas se manifestam em condições reais de operação em ilha.

O Painel de Peritos reconheceu explicitamente a dedicação, o compromisso e a qualidade da cooperação operacional da REN com os ORD, produtores e o operador da Red Eléctrica de España, considerando a sua atuação determinante para o sucesso do processo de reposição de serviço.

Relativamente aos tempos totais de reposição dos sistemas elétricos (12h em Portugal e 16h em Espanha), o Relatório Final do Painel de Peritos conclui que são comparáveis com os tempos verificados noutros incidentes de dimensão e complexidade semelhante, em especial atendendo à capacidade de interligação limitada entre a Península Ibérica e a restante Zona Síncrona da Europa Continental.

Apesar das incidências relacionadas com a constituição das ilhas de reposição a partir das duas centrais com arranque autónomo, que provocaram um atraso no início da reposição do sistema elétrico nacional, estima-se que o seu impacto no tempo total de reposição do SEN é relativamente diminuto [17].

Este facto corrobora a ideia de que o restabelecimento da interligação com Espanha foi fundamental para acelerar o processo de reposição do sistema em Portugal. Até esse momento, a carga reposta em Portugal nas ilhas energizadas a partir das centrais com arranque autónomo era apenas de 120 MW.

Nesse sentido, considera-se que **o evento e as suas consequências não são imputáveis à REN**, em conformidade com o critério previsto na alínea *d)* do número 1 do artigo 8.º do RQS.

Tendo-se verificado e concluído pela aplicação dos quatro critérios de classificação como evento excecional, considera-se que o incidente REN_2025_ABR_T_1 deve ser classificado como evento excecional, conforme solicitado pela REN.

Em consequência, o incidente deve ser desconsiderado para efeitos do cálculo dos indicadores gerais e individuais de continuidade de serviço em 2025 e das compensações individuais aos clientes.

[17] Estima-se que o atraso verificado na reposição, face aos tempos contratuais esperados para os arranques das centrais, não teve impacto no tempo total de reposição do sistema, mas apenas nas primeiras horas do processo de reposição. Em concreto, estima-se que poderia ter sido reposta cerca de 130 MW de carga adicional até ao momento da criação da terceira ilha de reposição associada à interligação (o valor verificado de carga reposta até esse momento foi de 120 MW). Esta circunstância teria um impacto negligenciável na energia não fornecida (ENF), cerca de 1,3%, correspondendo a uma redução do indicador SAIDI (duração média da interrupção) de cerca de 10 minutos.

Para o cálculo da estimativa, admitiu-se a conservação do valor do ritmo de reposição de carga verificado nas duas ilhas de reposição autónomas, que foi de 48 MW/h no seu conjunto.

4 CONCLUSÕES

O pedido de classificação do incidente de grande impacto REN_2025_ABR_T_1 como evento excecional, apresentado pela REN no dia 28 de maio de 2025, reporta-se ao Apagão Ibérico, evento ocorrido em 28 de abril de 2025, que afetou o território de Portugal continental, originando consequências particularmente relevantes ao nível da continuidade de serviço no SEN.

A análise efetuada pela ERSE ao relatório submetido pelo ORT, ao parecer técnico emitido pela entidade administrativa competente, aos relatórios publicados pelo Painel de Peritos de investigação ao incidente coordenados pela REORT-E e à demais documentação, leva a concluir que foram cumpridos os quatro critérios regulamentares exigidos para a respetiva qualificação como evento excecional, nos termos do RQS.

Em concreto, considera-se demonstrado que:

1. O evento apresenta baixa probabilidade de ocorrência, atendendo à sua natureza extraordinária e à dimensão do colapso verificado;
2. O incidente provocou uma significativa diminuição da qualidade de serviço prestada, materializada na interrupção generalizada do fornecimento de energia elétrica e no impacto expressivo sobre os clientes abastecidos;
3. Não se afigurava economicamente razoável exigir a adoção de medidas suscetíveis de evitar a totalidade das consequências do evento, tendo em conta a sua escala, rapidez de propagação e origem externa ao SEN;
4. O evento e as respetivas consequências não são imputáveis ao operador da rede afetada, visto que não resultaram de qualquer ação, omissão ou incumprimento das obrigações técnicas e operacionais que sobre este impendem.

Acresce que a evidência disponível demonstra que o incidente resultou de circunstâncias excecionais associadas ao funcionamento interligado do sistema elétrico ibérico, com origem fora do território nacional. Tal enquadramento reforça a conclusão de que se tratou de uma ocorrência exógena e extraordinária, insuscetível de ser apreciada nos mesmos termos aplicáveis a incidentes operacionais correntes.

Nestes termos, a ERSE conclui que o incidente REN_2025_ABR_T_1 deve ser classificado como evento excecional.

Como consequência da classificação como evento excecional, deverá ser excluída a totalidade do impacto associado a este incidente nos indicadores gerais e individuais de continuidade de serviço, para efeitos de comparação com os padrões publicados pela ERSE.

Sem prejuízo do referido enquadramento regulatório, a materialidade e severidade do evento evidenciam a importância de prosseguir o acompanhamento técnico das respetivas causas, bem como a identificação de medidas de reforço da resiliência, coordenação operativa e capacidade de resposta do SEN perante incidentes extremos de natureza transfronteiriça.

ANEXO I – RELATÓRIO DA REN

RELATÓRIO FINAL DE INCIDENTE DE GRANDE IMPACTO

E DE

SOLICITAÇÃO DE CLASSIFICAÇÃO COMO EVENTO EXCECIONAL

APAGÃO GERAL DO SEN

28 DE ABRIL DE 2025

Referência do incidente	Níveis de Tensão	Causa	Concelho(s) de Origem do incidente	Data e Hora de início do incidente	Duração total do incidente (hh:mm)
199/2025	400 kV	Outras redes ou instalações	N/A	2025-04-28 11:33	16:05
SAIFI RT	**SAIDI RT (min)**	**MAIFI RT**	**TIE (min)**	**ENF (MWh)**	**SARI RT (min)**
9,89E-01	7,44E+02	0,00E+00	5,52E+02	5,55E+04	7,53E+02

1. Introdução 3
2. Ficha de caracterização de ocorrência 4
a) Identificação da origem da ocorrência 4
b) Número de clientes afetados 5
c) Identificação das redes, níveis de tensão e equipamentos afetados 5
d) Período temporal em que decorreu 6
e) Localização da região afetada 6
f) Impacto nos indicadores de continuidade de serviço 6
g) Ações tomadas para minimizar o impacto do evento 11
3. Demonstração do cumprimento dos quatro critérios de excecionalidade 16
a) Baixa probabilidade de ocorrência do evento ou das suas consequências 16
b) Elevada diminuição da qualidade de serviço prestada 16
c) O evento e as suas consequências não sejam imputáveis aos operadores de redes, comercializadores ou, no caso das RAA e RAM, aos produtores 16
d) Não seja razoável, em termos económicos, que os operadores de redes, comercializadores ou, no caso das RAA e RAM, os produtores, evitem a totalidade das suas consequências 21
4. Demonstração do nexo de causalidade entre o evento, as causas e as consequências 25
Evolução anómala das variáveis tensão e frequência 25
Atuação de proteções que respondem a valores anómalos de tensão e frequência e colapso do SEN 25
Reposição do SEN em serviço 26
5. Meios de prova 27
MEIO DE PROVA 1 – Comunicados da ENTSO-E acerca do apagão e da investigação. [Fonte: ENTSO-E] 27
MEIO DE PROVA 2 – Gráficos da evolução da tensão e da frequência nos nós de 400 kV de Recarei (norte) e Sines (sul): o primeiro entre as 11h00 e a hora do colapso do SEN (11h33) e o segundo entre as 11:33:15 e as 11:33:25. 32
MEIO DE PROVA 3 – Gráfico do saldo das linhas de interligação (soma das potências ativas) entre as 11:33:10 e as 11:33:28. [Fonte: REN] 33
MEIO DE PROVA 4 – Comunicado da ERSE acerca do apagão. [Fonte: ERSE] 34
MEIO DE PROVA 5 – Fita de tempo sumária associada à reposta à Falha Energética Nacional. [Fonte: ANEPC] 34
MEIO DE PROVA 6 – Capas dos jornais “Público” e “JN”, de 29 de abril de 2025. [Fonte: https://www.sapo.pt/manchetes/2025-04-29] 37
MEIO DE PROVA 7 – Jornal da tarde da RTP do dia 29 de abril de 2025, apresentando reportagens sobre o apagão do dia 28 de abril de 2025 37

1. Introdução

Este relatório foi elaborado pela REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A., (REN) conforme estipulado no nº 3 do artigo 8º do Regulamento da Qualidade de Serviço dos Setores Elétrico e Gás (RQS) e nos termos do Procedimento nº 4 do Manual de Procedimentos (MPQS) respetivo. A sua estrutura cumpre estritamente as indicações do documento intitulado "Orientações para a elaboração de relatórios para solicitação de classificação de eventos como excecionais", o qual foi publicado pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) em abril de 2014.

Este relatório constitui o pedido fundamentado da REN para que a ERSE aprove a classificação da interrupção geral de fornecimento registada em Portugal continental no dia 28 de abril de 2025 como evento excecional, com efeitos no âmbito da qualidade de serviço técnica, nas vertentes da continuidade de serviço e da qualidade da energia elétrica.

Por outro lado, atendendo a que a interrupção em causa apresentou uma Energia Não Fornecida (ENF) de valor superior a 50 MWh, sendo, portanto, classificada como Incidente de Grande Impacto, pretende-se com este documento dar cumprimento ao estipulado no artigo 16º do RQS e no Procedimento nº 3 do MPQS, considerando que este constitui o respetivo relatório final, na sequência do envio, no dia 2 de maio de 2025, do relatório preliminar.

2. Ficha de caracterização de ocorrência

a) Identificação da origem da ocorrência

A ocorrência objeto deste relatório é a interrupção geral de fornecimento em Portugal continental registada no dia 28 de abril de 2025, com início às 11:33.

Esta interrupção foi a consequência de um funcionamento anómalo do sistema elétrico que levou ao seu colapso na área geográfica representada na imagem seguinte, extraída do comunicado da ENTSO-E sobre este incidente, datado de 9 de maio de 2025 (MEIO DE PROVA 1).



Figura 1 – Mapa da ENTSO-E representando as áreas geográficas afetadas pelo incidente. [Fonte: ENTSO-E]

Pela imagem e pelo descrito no comunicado da ENTSO-E, constata-se que ocorreu o colapso:

1) de uma pequena área do sistema elétrico francês localizada no Sudoeste, junto a fronteira com Espanha;

2) do sistema elétrico espanhol; e

3) do Sistema Elétrico Nacional (SEN).

Refira-se ainda que a falha do sistema espanhol implicou também a desligação das duas linhas de interligação (cabos submarinos) com o sistema elétrico marroquino.

Analisados os dados do Sistema Elétrico Nacional e conforme evidenciado em maior detalhe neste relatório, os eventos que originaram a ocorrência não ocorreram no SEN e os primeiros eventos ocorridos no SEN estão associados ao plano de defesa do sistema elétrico. Considerando

a área geográfica do sistema elétrico afetado, concluímos que a origem deste evento se encontrará no sistema elétrico espanhol, tal como referido no comunicado da ENTSO-E de 9 de maio de 2025.

Assim, esta interrupção classifica-se da forma seguinte:

Tabela 1 – Classificação das interrupções por tipo, causa e sub-causa.

Tipo	Causa	Sub-Causa
Acidentais	Outras redes ou instalações	Entidades exteriores

b) Número de clientes afetados

A interrupção geral de fornecimento afetou a totalidade dos clientes de energia elétrica de Portugal continental, num total de 6,35 milhões[1].

Por nível de tensão, afetou 21 consumidores ligados em MAT (Muito alta Tensão) e os consumidores seguintes ligados na rede de distribuição, segundo a informação da E-REDES.

Tabela 2 – Número de consumidores afetados por nível de tensão e Zona de qualidade de serviço (se aplicável).

	-	Zona A	Zona B	Zona C
Consumidores MAT	21	-	-	-
Clientes AT	-	12	52	440
Clientes MT	-	4347	6198	22116
Clientes BT	-	1469887	1952655	2895638

c) Identificação das redes, níveis de tensão e equipamentos afetados

Conforme foi referido atrás, este incidente resultou de um funcionamento anómalo do sistema elétrico.

Com efeito, a análise já realizada indica que pelas 11:33, em poucos segundos, ocorreu uma série de saídas de serviço automáticas de geradores, de instalações consumidoras, e das interligações com a rede francesa e a rede marroquina, o que resultou no colapso total do sistema elétrico descrito acima, na alínea a).

Este colapso deixou os geradores desligados e, no caso de Portugal, a totalidade da rede elétrica continental sem tensão. Esta situação não provoca danos nos equipamentos da rede elétrica, permitindo que as manobras de reposição em serviço se efetuem logo de seguida.

[1] Alguns consumidores, cujos complexos industriais integram grupos geradores com capacidade de regulação de frequência-potência, separaram-se da rede e mantiveram-se a funcionar de forma isolada, ressincronizando-se após a reposição em serviço do SEN.

d) Período temporal em que decorreu

A interrupção geral de fornecimento teve início às 11:33 do dia 28 de abril de 2025. Conforme abaixo se detalhará, a reposição em serviço dos elementos da rede que alimentam consumo, por parte da REN, foi realizada progressivamente, terminando nesse mesmo dia, às 23:22. Porém, ao nível da rede de distribuição a reposição demorou mais tempo, tendo terminado pelas 03:00 do dia 29 de abril.

e) Localização da região afetada

Conforme foi referido atrás, em 2-a), 2-b) e 2-c), foi afetado todo o território de Portugal continental.

f) Impacto nos indicadores de continuidade de serviço

A Rede Nacional de Transporte de energia elétrica (RNT) tem atualmente 88 Pontos de Entrega (PdE) a consumo, dos quais 66 à Rede Nacional de Distribuição (RND) e 22 a consumidores ligados diretamente à RNT em MAT. No dia 28 de abril, um destes últimos estava fora de serviço, pelo que não foi interrompido.

A tabela apresentada abaixo apresenta as horas de início e fim e a duração das interrupções nos PdE da RNT. A duração apresentada para cada PdE à RND, corresponde ao tempo decorrido desde as 11:33 até ao momento em que terminou a reposição em serviço da RND ligada a cada PdE, segundo a informação fornecida pela E-REDES. No caso dos PdE relativos aos consumidores ligados diretamente à RNT em MAT, corresponde ao tempo decorrido desde as 11:33 até ao momento em que a REN repôs em tensão a respetiva linha (ou a primeira linha, no caso de existirem duas).

No cálculo da ENF, no caso dos PdE à RND, tomou-se a previsão de consumo para os dias 28 e 29 de abril e comparou-se com o consumo real medido pelos equipamentos de contagem. Assim, calculou-se a ENF por PdE, através da soma das diferenças entre estes dois valores quarto horários, durante o período da interrupção. No caso dos PdE a consumidores ligados em MAT diretamente à RNT, por não existirem previsões desagregadas por estes PdE (apenas por agregado), considerou-se o diagrama de consumo dos dias homólogos da semana anterior, 21 e 22 de abril, e comparou-se com o consumo real, medido pelos equipamentos de contagem. Assim, calculou-se a ENF por PdE, através da soma das diferenças entre estes dois valores quarto horários, durante o período da interrupção.

A tabela seguinte apresenta, para cada PdE, as horas de início e fim, a duração das interrupções, a Potência Interrompida Média e a Energia Não Fornecida. Portanto, esta tabela apresenta o contributo deste incidente para o indicador individual da qualidade de serviço “duração da interrupção”. Quanto ao contributo para o outro indicador individual, “número de interrupções longas”, é de uma interrupção por PdE.

Tabela 3 – Tabela com as horas de início e fim, a duração das interrupções, a Potência Interrompida Média e a Energia Não Fornecida por PdE.

Designação	Hora Início	Hora Fim	Duração (hh:mm)	Potência Interrompida Média (MW)	ENF (MWh)
INDORAMA	2025-04-28 11:33	2025-04-28 23:17	11:44	0,2	2,9
REFINARIA DE SINES (GALP)	2025-04-28 11:33	2025-04-28 21:50	10:17	54,0	555,7
ERMIDAS SADO (IP)	2025-04-28 11:33	2025-04-28 21:23	09:50	0,9	9,1
FOGUETEIRO (IP)	2025-04-28 11:33	2025-04-28 22:31	10:58	5,2	56,5
FATELA (IP)	2025-04-28 11:33	2025-04-28 21:15	09:42	0,6	6,0
GOUVEIA (IP)	2025-04-28 11:33	2025-04-28 18:15	06:42	0,1	0,8
IRIVO (IP)	2025-04-28 11:33	2025-04-28 21:46	10:13	0,7	7,2
LUZIANES (IP)	2025-04-28 11:33	2025-04-28 22:38	11:05	0,4	4,9
MONTE NOVO-PALMA (IP)	2025-04-28 11:33	2025-04-28 22:04	10:31	0,7	7,4
MORTÁGUA (IP)	2025-04-28 11:33	2025-04-28 18:23	06:50	0,0	0,0
NEVES CORVO (SOMINCOR)	2025-04-28 11:33	2025-04-28 21:05	09:32	39,0	371,6
PEGÕES (IP)	2025-04-28 11:33	2025-04-28 22:26	10:53	1,0	10,4
QUINTA DO ANJO (AUTOEUROPA)	2025-04-28 11:33	2025-04-28 22:42	11:09	17,5	194,6
QUINTA GRANDE (IP)	2025-04-28 11:33	2025-04-28 22:46	11:13	0,3	2,9
RODÃO (IP)	2025-04-28 11:33	2025-04-28 21:24	09:51	0,5	5,0
REPSOL	2025-04-28 11:33	2025-04-28 23:14	11:41	5,8	68,1
S. ALCOCHETE	2025-04-28 11:33	2025-04-29 01:21	13:48	32,1	450,4
S. ALTO MIRA	2025-04-28 11:33	2025-04-29 01:57	14:24	119,9	1756,9
S. ALTO DE SÃO JOÃO	2025-04-28 11:33	2025-04-28 22:41	11:08	57,4	653,0
S. ALQUEVA	2025-04-28 11:33	2025-04-29 02:28	14:55	13,4	203,6
S. BODIOSA	2025-04-28 11:33	2025-04-29 02:18	14:45	37,2	557,9
S. BATALHA	2025-04-28 11:33	2025-04-28 23:13	11:40	191,5	2282,6
S. CASTELO BRANCO	2025-04-28 11:33	2025-04-28 23:37	12:04	19,3	237,9
S. CHAFARIZ	2025-04-28 11:33	2025-04-28 22:54	11:21	22,8	264,3

Designação	Hora Início	Hora Fim	Duração (hh:mm)	Potência Interrompida Média (MW)	ENF (MWh)
S. CARREGADO	2025-04-28 11:33	2025-04-29 00:26	12:53	80,9	1061,9
S. CARRICHE	2025-04-28 11:33	2025-04-28 20:40	09:07	137,8	1290,8
S. CARRAPATELO	2025-04-28 11:33	2025-04-28 22:02	10:29	18,4	197,9
S. CANELAS	2025-04-28 11:33	2025-04-29 03:23	15:50	137,9	2217,2
S. CUSTÓIAS	2025-04-28 11:33	2025-04-28 23:44	12:11	77,4	962,2
S. CARVOEIRA	2025-04-28 11:33	2025-04-29 01:03	13:30	44,2	607,2
S. DIVOR	2025-04-28 11:33	2025-04-29 00:38	13:05	2,9	38,2
S. ERMESINDE	2025-04-28 11:33	2025-04-28 23:54	12:21	98,9	1245,7
S. ESTARREJA	2025-04-28 11:33	2025-04-29 00:49	13:16	109,1	1474,8
S. ÉVORA	2025-04-28 11:33	2025-04-29 00:52	13:19	35,4	480,2
S. ESTOI	2025-04-28 11:33	2025-04-29 00:22	12:49	82,3	1075,3
S. ESTREMOZ	2025-04-28 11:33	2025-04-29 01:02	13:29	19,8	271,9
S. FERREIRA DO ALENTEJO	2025-04-28 11:33	2025-04-29 01:07	13:34	29,6	408,7
S. FAFE	2025-04-28 11:33	2025-04-28 23:53	12:20	85,5	1075,6
S. DO FERRO	2025-04-28 11:33	2025-04-28 23:03	11:30	41,2	484,6
S. FERNÃO FERRO	2025-04-28 11:33	2025-04-29 01:29	13:56	102,8	1458,1
S. FANHÕES	2025-04-28 11:33	2025-04-29 01:22	13:49	105,3	1481,5
S. FALAGUEIRA	2025-04-28 11:33	2025-04-29 00:37	13:04	23,2	308,3
S. FEIRA	2025-04-28 11:33	2025-04-29 02:13	14:40	56,0	835,5
S. FRADES	2025-04-28 11:33	2025-04-28 22:00	10:27	5,5	59,0
S. LAVOS	2025-04-28 11:33	2025-04-29 01:51	14:18	98,3	1430,8
S. MOURISCA	2025-04-28 11:33	2025-04-29 00:18	12:45	104,6	1359,3
S. MACEDO DE CAVALEIROS	2025-04-28 11:33	2025-04-29 03:38	16:05	14,0	227,9
S. MOGADOURO	2025-04-28 11:33	2025-04-28 22:14	10:41	5,4	58,8

Designação	Hora Início	Hora Fim	Duração (hh:mm)	Potência Interrompida Média (MW)	ENF (MWh)
S. OURIQUE	2025-04-28 11:33	2025-04-29 01:03	13:30	10,0	138,1
S. OLEIROS	2025-04-28 11:33	2025-04-29 02:10	14:37	100,8	1497,9
S. PORTO ALTO	2025-04-28 11:33	2025-04-28 23:36	12:03	29,8	366,1
S. POMBAL	2025-04-28 11:33	2025-04-29 01:51	14:18	4,2	60,9
S. DA PRELADA	2025-04-28 11:33	2025-04-28 22:33	11:00	50,2	564,7
S. PEDRALVA	2025-04-28 11:33	2025-04-29 01:16	13:43	20,1	280,7
S. PARAÍMO	2025-04-28 11:33	2025-04-29 00:05	12:32	54,6	697,6
S. POCINHO	2025-04-28 11:33	2025-04-29 03:38	16:05	8,4	136,8
S. PENELA	2025-04-28 11:33	2025-04-29 00:07	12:34	6,1	78,3
S. PORTIMÃO	2025-04-28 11:33	2025-04-29 02:40	15:07	52,0	798,3
S. PEREIROS	2025-04-28 11:33	2025-04-29 00:15	12:42	91,3	1182,0
S. RIBA D'AVE	2025-04-28 11:33	2025-04-29 02:26	14:53	188,0	2844,9
S. RIO MAIOR	2025-04-28 11:33	2025-04-29 00:26	12:53	68,6	900,4
S. RECAREI	2025-04-28 11:33	2025-04-29 00:14	12:41	75,0	969,4
S. SETÚBAL	2025-04-28 11:33	2025-04-29 02:32	14:59	97,2	1480,4
SOBRAL DA SERRA (IP)	2025-04-28 11:33	2025-04-28 20:53	09:20	0,5	4,3
S. SIDERURGIA NACIONAL - MAIA	2025-04-28 11:33	2025-04-28 22:00	10:27	60,8	635,6
S. SINES	2025-04-28 11:33	2025-04-29 01:30	13:57	43,5	617,7
S. SANTARÉM	2025-04-28 11:33	2025-04-29 00:14	12:41	31,1	402,1
S. SETE RIOS	2025-04-28 11:33	2025-04-28 22:55	11:22	101,1	1174,6
S. SACAVÉM	2025-04-28 11:33	2025-04-28 23:52	12:19	83,7	1051,5
S. TÁBUA	2025-04-28 11:33	2025-04-28 22:48	11:15	11,4	131,6
S. TRAFARIA	2025-04-28 11:33	2025-04-29 03:29	15:56	51,6	835,1
AAPICO MAIA (ex-SAKTHI)	2025-04-28 11:33	2025-04-28 11:33	00:00	0,0	0,0

Designação	Hora Início	Hora Fim	Duração (hh:mm)	Potência Interrompida Média (MW)	ENF (MWh)
S. TRAJOUCE	2025-04-28 11:33	2025-04-29 01:18	13:45	104,3	1460,7
S. TUNES	2025-04-28 11:33	2025-04-29 01:44	14:11	83,8	1209,2
S. TORRÃO	2025-04-28 11:33	2025-04-28 23:56	12:23	43,9	554,2
S. TAVIRA	2025-04-28 11:33	2025-04-29 01:47	14:14	12,5	181,7
S. VILA CHÃ	2025-04-28 11:33	2025-04-29 00:05	12:32	39,7	507,9
S. VALDIGEM	2025-04-28 11:33	2025-04-29 00:11	12:38	36,7	472,3
S. VILA FRIA	2025-04-28 11:33	2025-04-29 00:07	12:34	88,9	1139,2
S. VERMOIM	2025-04-28 11:33	2025-04-29 03:23	15:50	98,3	1580,5
S. VILA NOVA DE FAMALICÃO	2025-04-28 11:33	2025-04-28 23:58	12:25	49,4	625,5
S. VILA POUCA DE AGUIAR	2025-04-28 11:33	2025-04-29 03:38	16:05	5,2	85,0
S. VALPAÇOS	2025-04-28 11:33	2025-04-29 03:38	16:05	11,5	187,8
SEIXAL (SIDERURGIA LONGOS)	2025-04-28 11:33	2025-04-28 23:11	11:38	70,2	816,2
LUSOSIDER	2025-04-28 11:33	2025-04-28 22:56	11:23	4,9	55,3
S. ZAMBUJAL	2025-04-28 11:33	2025-04-29 03:15	15:42	54,4	867,9
S. ZÊZERE	2025-04-28 11:33	2025-04-28 23:40	12:07	86,0	1063,2
VILA FRIA (IP)	2025-04-28 11:33	2025-04-28 23:11	11:38	1,1	12,6
				SOMA	**55489,4**

Relativamente aos indicadores gerais de continuidade de serviço da RNT, com base nos dados de energia fornecida até final de março do corrente ano, a contribuição deste incidente é a apresentada na tabela seguinte.

Tabela 4 – Contribuição da interrupção para os indicadores gerais de continuidade de serviço da RNT.

Contribuição para os **Indicadores Gerais**					
ENF (MWh)	TIE (min)	SAIDI (min)	SAIFI	SARI (min)	MAIFI
5,55E+04	5,52E+02	7,44E+02	9,89E-01	7,53E+02	0,00E+00

g) Ações tomadas para minimizar o impacto do evento

Logo após o incidente, a REN ativou os seus Planos de Emergência, de modo a garantir uma atuação coordenada quer a nível interno quer a nível externo.

Desta forma atingiram-se os objetivos seguintes: **1)** levou-se ao máximo a mobilização dos meios de resposta da REN para as intervenções que se revelaram necessárias; **2)** garantiu-se a comunicação com a Proteção Civil e a Administração Central, assegurando a prioridade na alimentação de certos consumos (prioritários) por estas identificados; e **3)** efetuaram-se os necessários pontos de situação e a divulgação das informações sobre o incidente e o processo de reposição.

Ao nível da operação do SEN, imediatamente após a falha geral, a REN enquanto Gestor Global do Sistema e Operador da Rede de Transporte, deu início implementação do PLANO NACIONAL DE REPOSIÇÃO DE SERVIÇO.

Este plano prevê duas formas de reposição:

1) a partir da rede elétrica espanhola, ou

2) a partir dos dois geradores/centrais nacionais com capacidade de arranque autónomo (*blackstart*) – a Central Hidroelétrica do Castelo do Bode e a Central Termoelétrica da Tapada do Outeiro.[2]

Dado que estava em causa o colapso do sistema elétrico da Península Ibérica, a única forma possível de reposição era a segunda, ou seja, através da ativação dos *blackstart* das duas centrais referidas.

Quanto à execução das manobras do PLANO NACIONAL DE REPOSIÇÃO DE SERVIÇO, refira-se que esta envolve a atuação, com uma coordenação muito estreita, entre:

1) as salas de comando da REN - o Despacho Nacional e o Centro de Operação da Rede;
2) as salas de comando dos geradores que participam no processo;
3) as salas de comando da E-REDES, responsáveis pelas manobras de reposição de consumos da rede de distribuição; e
4) as salas de comando da Red Eléctrica de España.

[2] As duas centrais que prestam o serviço de arranque autónomo (blackstart) ao SEN resultam dos contratos estabelecidos entre a REN, enquanto GGS, e as entidades detentoras desses centros electroprodutores, cujos os processos foram devidamente acompanhados e aprovados pela ERSE. Mais se realça que, conforme previsto e aprovado pela ERSE, já estão contratualizados desde julho de 2024 dois novos centros electroprodutores para prestar este serviço ao SEN entre 1/01/2026 a 31/12/2030 (5 anos). Estas duas novas centrais estão em fase de instalação dos equipamentos necessários para prestação do serviço, sendo que o GGS procederá aos testes e ensaios ainda este ano (antes do início da prestação do serviço).

Apresenta-se de seguida a sequência cronológica dos eventos mais relevantes do processo de reposição em serviço:

11:35 – Solicitado pela REN o arranque em modo *blackstart* da C. Castelo de Bode;

11:43 – Solicitado pela REN o arranque em modo *blackstart* do Grupo 2 da C. Tapada do Outeiro;

11:45 – Grupo 3 da C. Castelo de Bode, em modo de *blackstart*, com tensão nos Barramentos de 220 kV da S. Zêzere[3];

11:49 – Disparo do Grupo 3 da C. Castelo de Bode aquando da ligação do Transformador 4 de 220/60 kV da S. Zêzere.
A EDP Produção deu início às tentativas de arranque local dos grupos auxiliares, tendo identificado problemas, o que levou à necessidade de requisitar um grupo gerador diesel e proceder à sua ligação aos serviços auxiliares da central.

14:40 – Arranque Grupo 2 e propagação de tensão pela C. Castelo Bode aos Barramentos de 220 kV da S. Zêzere;

14:55 – Colocação dos primeiros consumos na S. Zêzere, tendo o Grupo 2 da C. Castelo Bode disparado;

15:11 – Arranque e propagação de tensão pelo Grupo 1 da C. Castelo de Bode ao Barramento da S. Zêzere; → SUCESSO E CRIAÇÃO DA 1ª ILHA DE REPOSIÇÃO

15:26 – Colocação progressiva de consumos na S. Zêzere e propagação de tensão à C. Bouçã e C. Cabril;

15:38 – Arranque do Grupo 2 da C. Tapada do Outeiro e propagação de tensão ao Barramento da C. Tapada do Outeiro;

15:54 – Propagação de tensão e colocação progressiva de consumos na S. Canelas e S. Recarei;

16:23 – Arranque do compensador 2 da C. Torrão, levando ao disparo do Grupo 2 da C. Tapada do Outeiro;

16:26 – Arranque do Grupo 2 da C. Tapada de Outeiro com propagação de tensão ao Barramento da C. Tapada do Outeiro; → SUCESSO E CRIAÇÃO DA 2ª ILHA DE REPOSIÇÃO

16:29 – Propagação de tensão e colocação progressiva de consumos na S. Recarei, S. Canelas, S. Torrão, S. Carrapatelo, S. Valdigem, S. Mourisca, S. Vermoim e S. Prelada;
Às 17h32 a região do grande Porto tem tensão disponível num conjunto relevante de subestações injetoras na rede de distribuição, para que a E-REDES continuasse a reposição progressiva dos consumos nesta área geográfica.
([4])

[3] A análise do incidente revelou que o Grupo 3 da central de Castelo do Bode não chegou a disparar aquando do colapso de SEN às 11:33:24, mantendo-se a rodar e a aplicar tensão às barras de 220 kV da subestação do Zêzere, por sua vez desligadas do resto desta subestação.

[4] Na sequência de um diálogo entre a REN e a Iberdrola, com o objetivo de tentar acelerar o processo de reposição do SEN, através da criação de uma nova ilha de reposição, foram efetuadas duas tentativas de arranque a partir do Grupo 2 e 4 da Central de Gouvães. Assim, às 17:34, o Grupo 4 arrancou e, de seguida, foi colocada em tensão a Linha Gouvães

17:36 – Propagada tensão ao barramento de 220 kV da S. Pocinho a partir da S. Espanhola de Aldeadávila (L. Pocinho – Aldeadavila 1 a 220kV); → SUCESSO E CRIAÇÃO DA 3ª ILHA DE REPOSIÇÃO VIA LIGAÇÃO SÍNCRONA COM A REGIÃO CONTINENTAL EUROPEIA

Constituiu-se desta forma a primeira ligação síncrona com a região continental europeia através do sistema elétrico espanhol.

Neste momento o SEN estava a ser reposto em 3 ilhas elétricas diferentes:

- 1ª via CH Castelo de Bode;
- 2ª via CT Tapada do Outeiro;
- 3ª via interligação com Espanha (zona síncrona europeia).

18:00 – Propagação de tensão e colocação progressiva de consumos e geração nos corredores para a S. Zêzere usando a alimentação síncrona europeia disponibilizada pela ligação à rede Espanhola;

18:58 – Reforço da ligação à rede espanhola ligando a L. Pocinho – Aldeadavila 2 e L. Pocinho – Saucelle ambas a 220 kV;

19:01 – Sincronização da Ilha elétrica alimentada pela C. Castelo de Bode com a rede SÍNCRONA europeia; → SUCESSO DA SINCRONIZAÇÃO DA 1ª ILHA DE REPOSIÇÃO COM A 3ª ILHA DE REPOSIÇÃO VIA LIGAÇÃO SÍNCRONA COM A REGIÃO CONTINENTAL EUROPEIA

19:22 – Sincronização da Ilha elétrica alimentada pela C. Tapada do Outeiro com a rede síncrona europeia; → SUCESSO DA SINCRONIZAÇÃO DA 2ª ILHA DE REPOSIÇÃO COM A 1ª E 3ª ILHA DE REPOSIÇÃO VIA LIGAÇÃO SÍNCRONA COM A REGIÃO CONTINENTAL EUROPEIA → CRIADA ILHA DE REPOSIÇÃO PRINCIPAL

19:25 – Ligação do AGC (*Automatic Generation Control*) com programa de interligação a 0 MW para ajuste da geração ao consumo SEN;

19:26 – Propagação de tensão e colocação progressiva de consumos e geração a nível nacional na região norte e centro de Portugal;

19:47 – Reforçada a interligação com a rede espanhola, com a ligação da L. Lagoaça – Aldeadavila a 400 kV;

19:57 – Inicio da reposição da bolsa de consumo da grande Lisboa (com alimentação à S. Sacavém);

20:11 – A região da grande Lisboa tem tensão disponível num conjunto relevante de subestações injetoras na rede de distribuição, para que a E-REDES continuasse a reposição progressiva dos consumos nesta área geográfica.

20:35 – Ligação da L. Tavira – Puebla de Guzmán a 400 kV, iniciando a propagação de tensão e colocação progressiva de consumos na zona do Algarve e Alentejo[5]; → SUCESSO E CRIAÇÃO DA 4ª ILHA DE REPOSIÇÃO VIA LIGAÇÃO SÍNCRONA COM A REGIÃO CONTINENTAL EUROPEIA

– Ribeira de Pena 1 (400 kV) e a Linha Ribeira de Pena – Vieira do Minho 1 (400 kV), às 17:51. Porém, às 17:55, devido a instabilidade de tensões, esta ilha de reposição acabou por colapsar. Dado, entretanto, ter surgido a possibilidade de iniciar a reposição a partir da rede espanhola (3ª ilha de reposição), decidiu-se não efetuar novas tentativas a parir das Centrais da Iberdrola.

[5] A L. Alqueva – Brovales a 400 kV estava indisponível para trabalhos da Red Elétrica de España.

20:37 – Reforçada a interligação com a rede síncrona europeia (via rede espanhola), com a ligação da L. Alto Lindoso – Cartelle 1 a 400 kV;

21:23 – Reforçada a interligação com a rede síncrona europeia (via rede espanhola), com a ligação da L. Falagueira – Cedillo a 400 kV;

21:28 – Propagação de tensão e colocação progressiva de consumos na zona da península de Setúbal a partir dos 400 kV da bolsa de Lisboa;

22:19 – Fecho da malha que interligou a região do Algarve e Alentejo com restante rede; → SUCESSO LIGAÇÃO DA ILHA DE REPOSIÇÃO PRINCIPAL COM A 4ª ILHA DE REPOSIÇÃO VIA LIGAÇÃO SÍNCRONA COM A REGIÃO CONTINENTAL EUROPEIA

23:22 – Reposição em serviço do PdE S. Divor, assim terminando a reposição de todos os PdE da RNT a consumos.

Ao nível da RND, a reposição prosseguiu, tendo terminado pelas 03:00 do dia 29 de abril.

A figura 2 mostra a evolução da carga ao longo do processo de reposição do SEN.

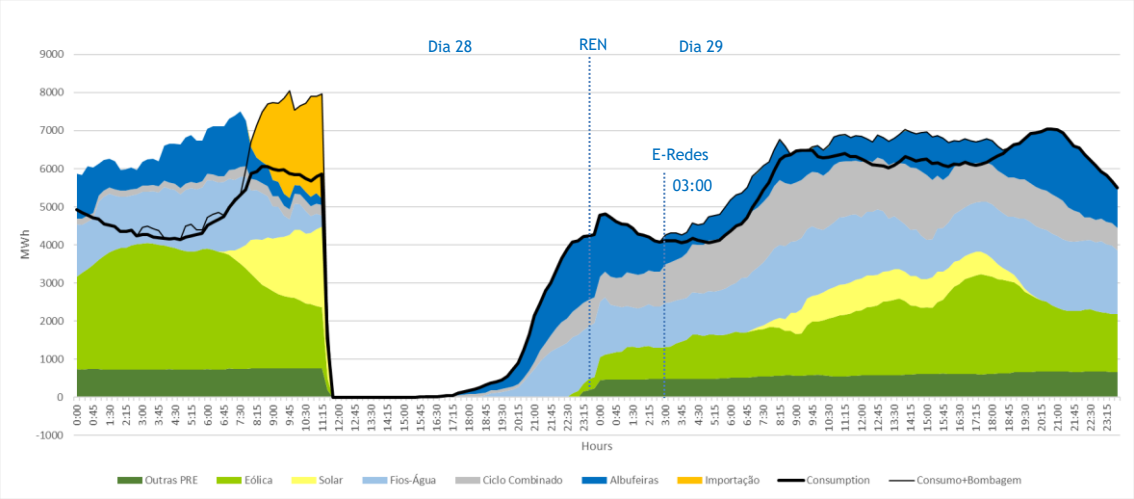


Figura 2 - Diagrama de cargas dos dias 28 e 29 de abril. [Fonte: REN]

Importa referir que, durante o estado de reposição, emergência e alerta do SEN, para criar condições para a recuperação em segurança, foram ainda tomadas as seguintes medidas pelo Despacho Nacional:

- Cancelamento das sessões do mercado intradiário e anulação do mercado intradiário contínuo;
- Suspensão de todos os mercados de serviços de sistema, passando a despacho centralizado pelo GGS;
- Colocação da capacidade comercial da interligação Portugal – Espanha a 0 MW em ambos os sentidos e, consequentemente, estabelecimento do programa de interligação em 0 MW;

- Desconexão da plataforma de coordenação de desvios (*IGCC - International Grid Control Cooperation*);
- Limitação forte da produção eólica e fotovoltaica a injetar no SEN;
- Instrução para assegurar a existência de pelo menos 3 Grupos térmicos ligados ao SEN.

Mais se informa que a REN, enquanto GGS tem implementado uma gestão muito prudente das condições técnicas do Sistema Elétrico Nacional (SEN), garantindo igualmente uma articulação com o Concedente, assim como com o Operador de Rede Espanhol.

A REN tem igualmente mantido uma monitorização muito detalhada da evolução das condições técnicas do SEN e do Sistema Elétrico Espanhol, bem como das condições dos mercados grossistas do MIBEL. Esta monitorização cuidada visa, entre outros objetivos, avaliar a evolução das restrições atualmente impostas na capacidade comercial das interligações PT – ES, no sentido da desejada convergência progressiva para um estado de normal funcionamento de Mercado Ibérico de Eletricidade, em linha com o Plano de Normalização apresentado ao Concedente.

Para além disso, o GGS continua empenhado no desenvolvimento continuo de ferramentas e estratégias de monitorização em tempo real do SEN e do sistema elétrico espanhol, de ferramentas de análise dinâmica dos sistemas, assim como numa colaboração estreita e ativa com outras entidades relevantes e operadores de rede.

Por fim, é igualmente importante realçar que o GGS continua a desenvolver uma promoção ativa dos mercados de serviços de sistema, de modo a captar e fomentar a participação dos centros electroprodutores renováveis (solar e eólica) e do consumo nos mesmos, promover a necessidade de maior capacidade de armazenamento (hídrica e química – baterias, ou outras), como forma de potenciar-se mais meios de flexibilidade em tempo real, cada vez mais relevantes para a segurança e operação do SEN.

3. Demonstração do cumprimento dos quatro critérios de excecionalidade

a) Baixa probabilidade de ocorrência do evento ou das suas consequências

Conforme foi referido atrás, a interrupção geral de fornecimento em Portugal continental registada no dia 28 de abril de 2025, com início às 11:33, teve como causa um funcionamento anómalo do sistema elétrico interligado europeu, com origem fora do Sistema Elétrico Português, que levou ao seu colapso na área geográfica correspondente aos territórios de Espanha, de Portugal e de uma pequena parte do sudoeste de França, junto à fronteira espanhola.

Consultados os registos históricos da REN dos últimos 40 anos, foi evidenciado que não ocorreu nenhum evento com impacto geográfico e sistémico semelhante. Se nenhum evento semelhante ocorreu em 40 anos, a probabilidade empírica é próxima de zero.

Assim, considera-se demonstrado que a interrupção de fornecimento objeto deste relatório consubstancia um evento com baixa probabilidade de ocorrência.

b) Elevada diminuição da qualidade de serviço prestada

Dado estar em causa a interrupção geral de fornecimento em Portugal continental, registada no dia 28 de abril de 2025, considera-se autoevidente que esta provocou uma elevada diminuição da qualidade de serviço prestada.

Não obstante, a tabela 3 e a tabela 4 da secção 2-f) apresentam o respetivo impacto ao nível dos indicadores gerais e individuais de qualidade de serviço, demonstrando a sua dimensão excecional.

c) O evento e as suas consequências não sejam imputáveis aos operadores de redes, comercializadores ou, no caso das RAA e RAM, aos produtores.

Nas imagens seguintes apresentam-se os gráficos da frequência e da tensão registados pelos equipamentos designados *Phasor Measurement Unit (PMU)* nos barramentos de 400 kV das subestações de Recarei e de Sines, no dia 28 de abril, entre as 11:00 e o instante do colapso do SEN. As figura 3 e figura 6 constituem o MEIO DE PROVA 2.

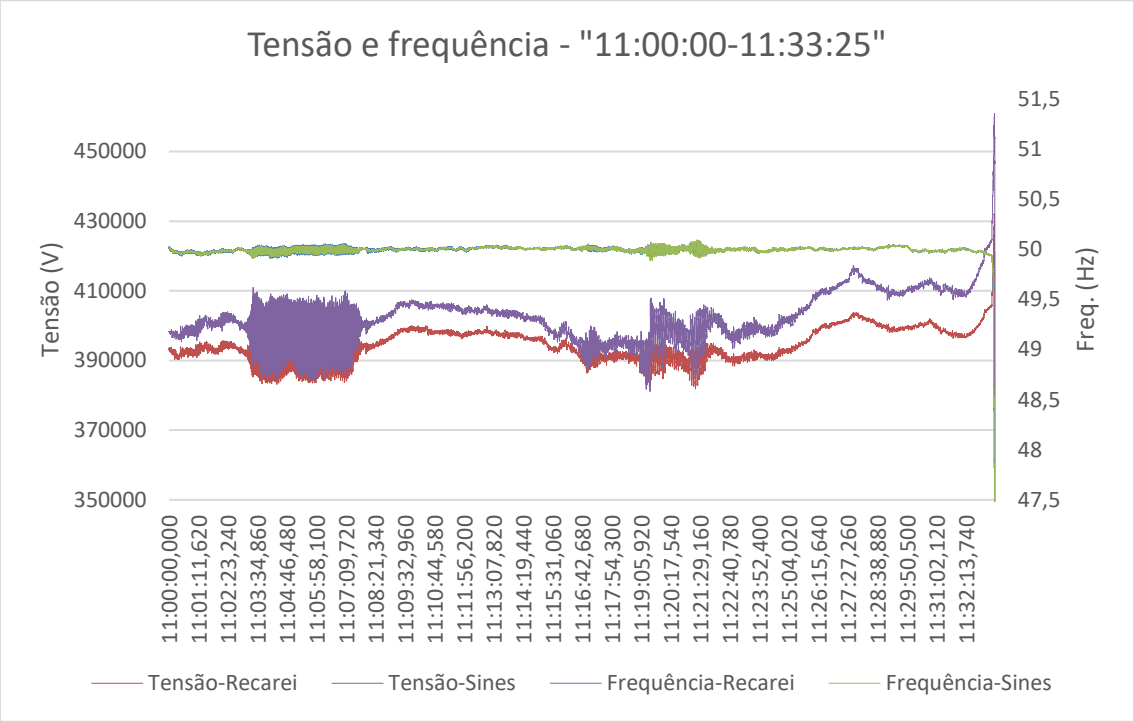


Figura 3 - Gráfico da frequência e da tensão registados pelas PMU nos barramentos de 400 kV das subestações de Recarei e de Sines, no dia 28 de abril, entre as 11:00 e o instante do colapso do SEN. [Fonte: REN]

Observem-se estes mesmos gráficos, mas apenas no período das 11:32 até ao colapso.

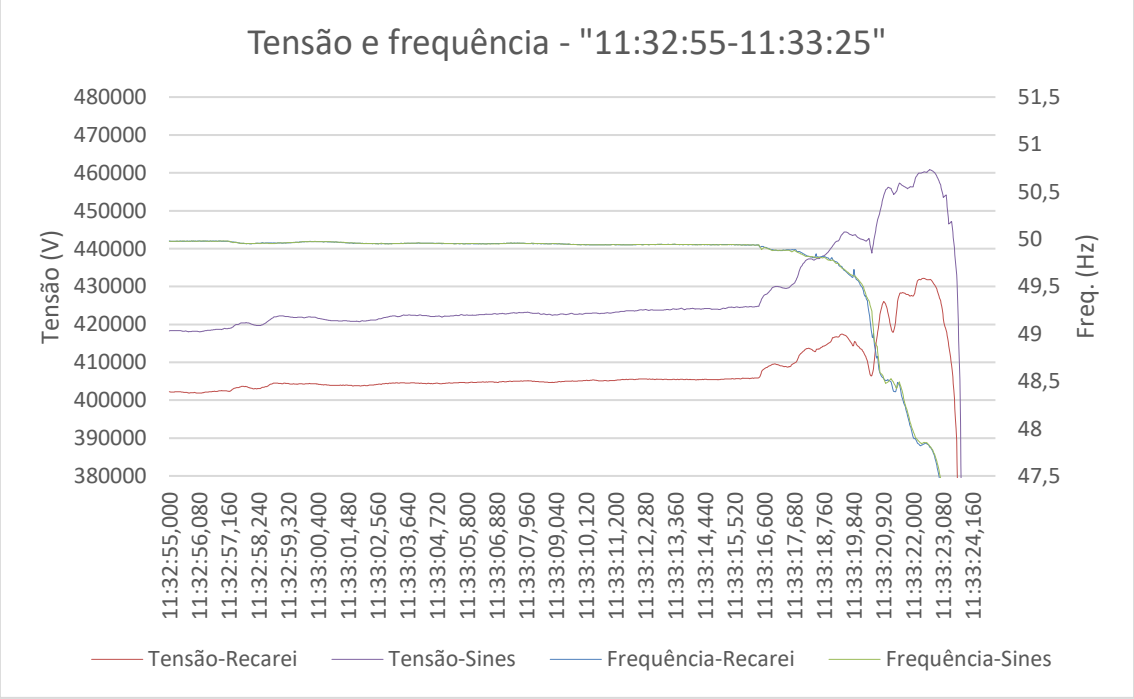


Figura 4 - Gráfico da frequência e da tensão registados pelas PMU nos barramentos de 400 kV das subestações de Recarei e de Sines, no dia 28 de abril, entre as 11:32:55 e as 11:33:25. [Fonte: REN]

Finalmente observe-se o período das 11:33:15 às 11:33:25.

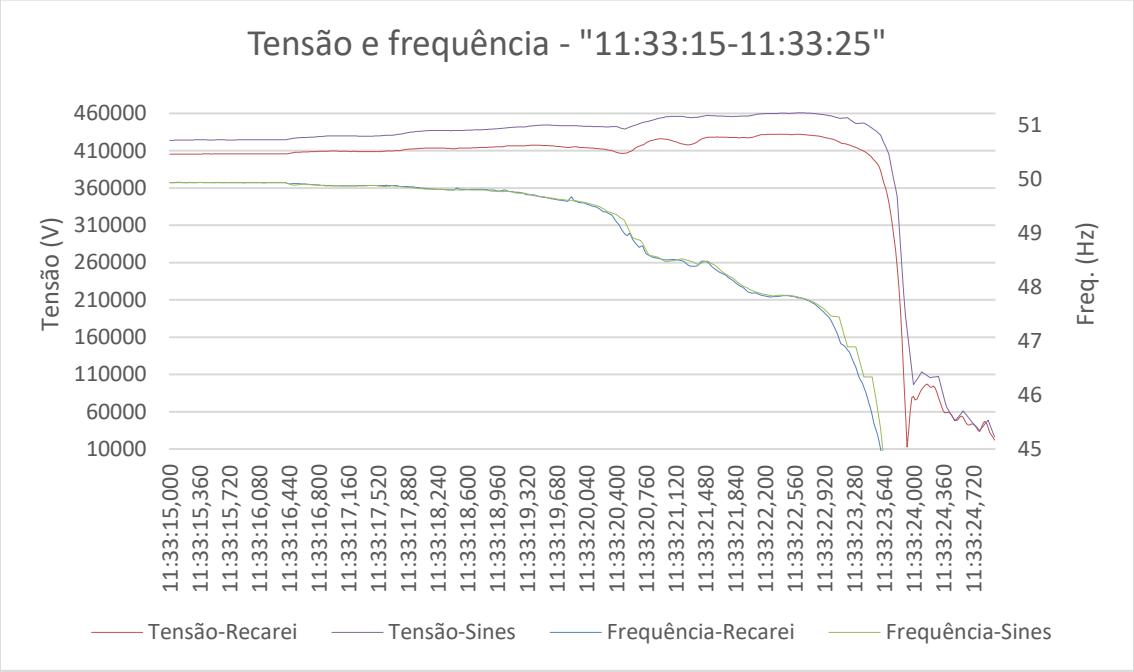


Figura 5 - Gráfico da frequência e da tensão registados pelas PMU nos barramentos de 400 kV das subestações de Recarei e de Sines, no dia 28 de abril, entre as 11:33:15 e as 11:33:25. [Fonte: REN]

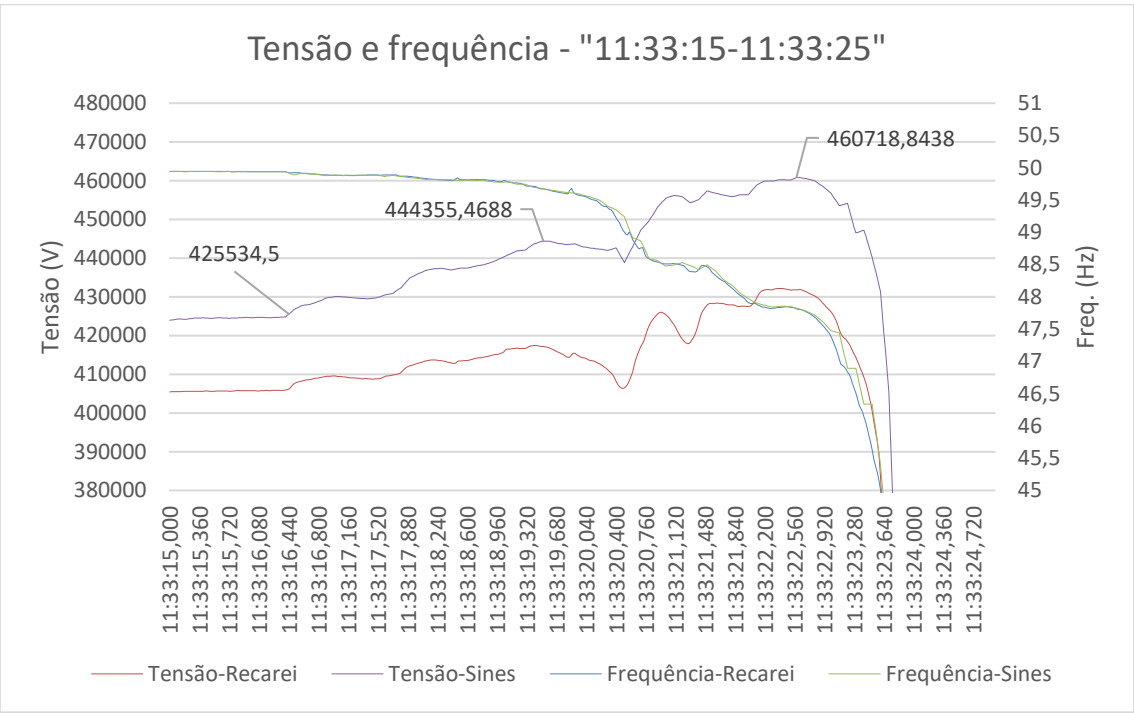


Figura 6 - Gráfico da frequência e da tensão registados pelas PMU nos barramentos de 400 kV das subestações de Recarei e de Sines, no dia 28 de abril, entre as 11:33:15 e as 11:33:25, com ajuste da escala das tensões. [Fonte: REN]

Este último gráfico revela que no período de 10 segundos apresentado ocorreu uma subida rápida da tensão e uma descida rápida da frequência: a tensão atinge um máximo no segundo 23, após o que colapsa no segundo 24; a frequência cai sucessivamente até ao colapso total no segundo 24.

Mais detalhadamente, no que respeita à tensão, percebe-se dos gráficos que se atingem valores mais altos no Sul, em Sines, do que no Norte, em Recarei. Naquela subestação, no nível de 400 kV, observam-se valores da tensão de cerca de 425 kV às 11:33:16, mas que evoluem rapidamente para 444 kV às 11:33:19 e atingem um máximo de 460 kV às 11:33:22.

O Regulamento UE 2016/631 da Comissão, de 14 de abril de 2016, que estabelece um código de rede relativo a requisitos da ligação de geradores de eletricidade à rede, permite que acima de determinados valores de tensão, os geradores possam desligar-se automaticamente da rede, para proteção dos equipamentos, por atuação de proteções de máximo de tensão. No nível de 400 kV, o disparo instantâneo pode ocorrer para valores acima de 440 kV.

Quanto à evolução da frequência, os valores observados em Sines e em Recarei são muito próximos, tendo uma tendência de queda desde as 11:33:16, com breves períodos em que se esboça uma recuperação logo seguida de queda, até ao colapso total às 11:33:24.

O mesmo Regulamento UE 2016/63, relativamente à frequência, obriga os geradores ligados a manterem-se em serviço para valores de subfrequência até aos 47,5 Hz; assim, para valores inferiores, estes podem sair automaticamente de serviço, para proteção dos equipamentos, por atuação instantânea das proteções de mínimo de frequência. Porém, a experiência de incidentes com subfrequência ocorridos no passado, determina que não se exclua que tenha ocorrido o disparo de geradores ligados à rede de distribuição por atuação de proteções de mínimo de frequência, enquanto a frequência descia, antes de atingir os 47,5 Hz.

Estes gráficos revelam que, a partir das 11:33:16, ocorreu algo no sistema elétrico interligado europeu que provocou simultaneamente a descida da frequência e a subida da tensão. O evento mais provável com este efeito é o disparo de geradores que se encontrem a injetar potência ativa e a absorver potência reativa.

Ao analisarmos os registos de eventos do sistema SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*) da REN, o primeiro evento que encontramos a partir das 11:33:00 é o disparo da Bomba 1 da Central de Gouvães, às 11:33:19. Ainda durante este segundo, dispararam mais cinco bombas (Bomba 1 da Central de Foz Tua, Bomba 1 da Central de Alqueva, Bombas 1 e 2 da Central de Baixo Sabor Jusante), num total de 495 MW. Durante o segundo 20, o disparo das bombas prosseguiu e atingiu um total de 793 MW.

O efeito destes disparos pode ser observado no gráfico seguinte, que apresenta o saldo de potência ativa nas linhas de interligação com Espanha (valor negativo significa importação de Espanha). Este gráfico constitui o MEIO DE PROVA 3.

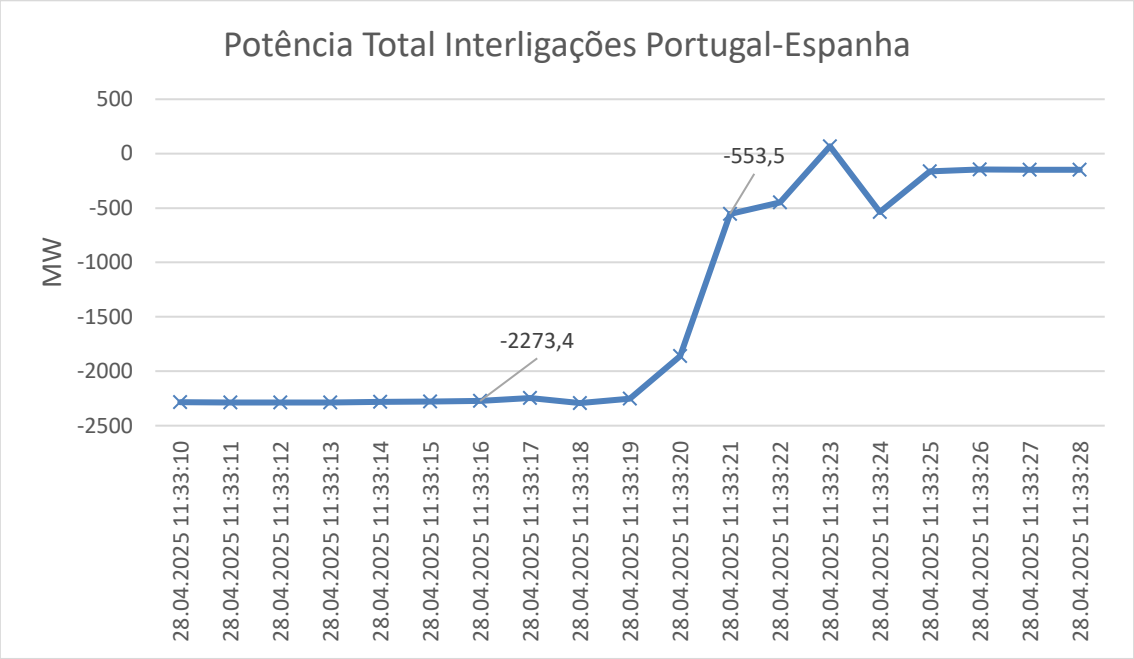


Figura 7 - Saldo de potência ativa nas linhas de interligação a Espanha. [Fonte: REN]

Este gráfico mostra que o SEN, partindo de uma situação de importação de 2273,4 MW, às 11:33:16, desceu para 553,5 MW de importação às 11:33:21, uma redução de potência ativa de 1717 MW.

Estes dados permitem concluir que os eventos que ocorreram a partir das 11:33:16 e até às 11:33:18, que originaram a descida da frequência e a subida da tensão, não ocorreram no SEN. E que os primeiros eventos ocorridos no SEN com impacto nestas grandezas foram os disparos de bombas, às 11:33:19, os quais fazem parte do plano de defesa do sistema elétrico, tendo como efeito subir a frequência (ou conter a queda).

Considerando a área geográfica do sistema elétrico afetado, apresentada em 2-a), por exclusão de partes, podemos concluir que a origem deste evento se encontrará no sistema elétrico espanhol.

Em linha com estas conclusões, o comunicado da ENTSO-E, de 9 de maio de 2025, que se anexa como MEIO DE PROVA 1, na sua análise preliminar deste incidente, dá conta do seguinte:

> "A partir das 11:32:57 e nos 20 segundos seguintes, presumivelmente ocorreu uma série de disparos de unidades de geração no sul de Espanha, totalizando uma estimativa inicial de 2200 MW. **Não foram registados disparos de geração nem em Portugal nem em França**. Como resultado destes eventos, a frequência diminuiu e foi observado um aumento de tensão em Espanha e Portugal."

Após a falha geral do SEN, a REN, em estreita articulação com as Centrais Geradoras do SEN que participaram no processo, com a E-REDES e com a Red Eléctrica de España, executou o Plano Nacional de Reposição em Serviço, conforme descrito em 2-g).

Consideramos que a execução deste plano por parte da REN foi muito bem-sucedida, sem prejuízo da necessidade de avaliação do desempenho do *blackstart* das Centrais de Castelo do Bode e da Tapada do Outeiro.

Assim, considera-se demonstrado que o evento e as suas consequências não são imputáveis à REN.

d) Não seja razoável, em termos económicos, que os operadores de redes, comercializadores ou, no caso das RAA e RAM, os produtores, evitem a totalidade das suas consequências

A imagem seguinte mostra o mapa da rede elétrica de MAT (apenas nos níveis de 400 e 220 kV) da Península Ibérica e das suas interligações aos sistemas elétricos de França e de Marrocos.



Figura 8 – Mapa da rede elétrica de MAT (apenas nos níveis de 400 e 220 kV) da Península Ibérica e das suas interligações aos sistemas elétricos de França e de Marrocos. [Fonte: ENTSO-E]

A nível de interligações atualmente existentes, a situação é a seguinte:

Espanha – Marrocos

- Duas interligações a 400 kV, em corrente alternada.

Espanha - França

- Duas interligações a 400 kV, em corrente alternada.
- Duas interligações a 220 kV, em corrente alternada.
- Uma interligação a 400 kV, em corrente contínua.

Portugal - Espanha

- Seis interligações a 400 kV, em corrente alternada.
- Três interligações a 220 kV, em corrente alternada.

Portanto, a interligação entre os sistemas de Portugal e Espanha é a mais robusta em número de linhas e em capacidade térmica/transporte das linhas. Além disso, geograficamente, as linhas de interligação estão bem distribuídas pela longa fronteira entre Portugal e Espanha, como a imagem seguinte explicita.

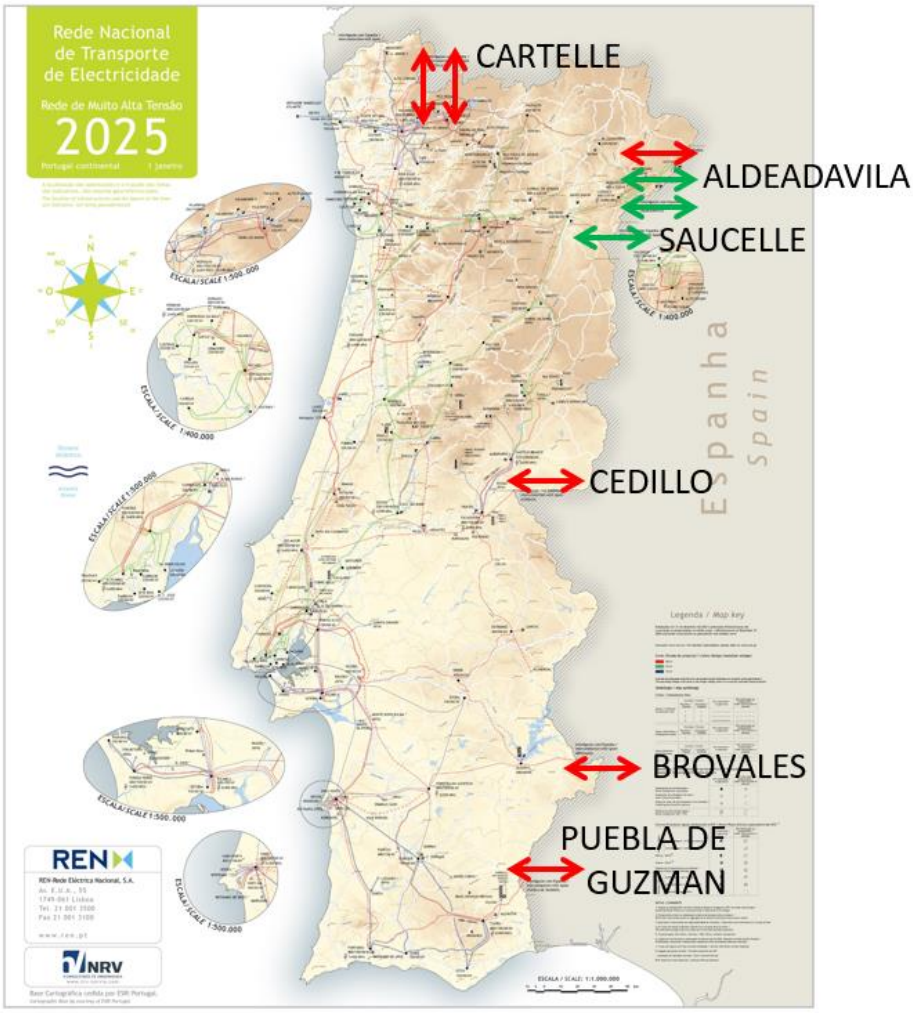


Figura 9 – Mapa da RNT e representação esquemática das linhas de interligação: a vermelho, as de 400 kV, a verde, as de 220 kV. [Fonte: REN]

Esta circunstância determina que, ocorrendo desequilíbrios de produção/consumo de grande magnitude na Península Ibérica, o mais provável será o SEN continuar ligado ao sistema elétrico Espanhol e este separar-se dos sistemas elétricos da França e de Marrocos (ligações fracas entre sistema elétrico de Espanha com os de França e de Marrocos).

Apesar de o incidente ainda estar em fase de investigação a nível da ENTSO-E, os dados já tornados públicos indicam que foi isso que ocorreu no dia 28 de abril, às 11:33.

Quanto à origem do desequilíbrio, como foi referido na alínea anterior, esta não se localizou no SEN, o que implica que se localizou no sistema elétrico espanhol.

Importa referir que durante o incidente, a descida da frequência (apresentada na figura 6) desencadeou a ativação do plano de defesa do sistema elétrico na situação de subfrequência. Conforme estabelecido no **Artigo 15.º do Regulamento UE 2017/2196 da Comissão, de 24 de novembro de 2017, que estabelece um código de rede relativo aos estados de emergência**

e de restabelecimento em redes de eletricidade, este plano, ao nível do SEN, prevê os deslastres de carga sucessivos a seguir apresentados:

1. Frequência entre os 49,8 Hz e 49,3 Hz => deslastre em seis escalões de frequência dos grupos hídricos em serviço, em modo de bombagem;
2. Frequência de 49,2 Hz => deslastre de consumidores industriais eletrointensivos;
3. Frequência entre os 49,0 Hz e 48,0 Hz => deslastre em seis escalões de frequência de consumos ligados na rede de distribuição.

A análise realizada aos registos da REN e da E-REDES permitiu apurar que os deslastre efetuados no SEN atingiram os montantes de potência ativa seguintes:

1. Grupos hídricos em serviço, em modo de bombagem, 2040 MW;
2. Consumidores industriais eletrointensivos: 218 MW;
3. Consumos ligados na rede de distribuição: 1605 MW.

Apesar destes deslastres realizados no SEN, a frequência não recuperou e o sistema elétrico acabou por colapsar.

Face ao exposto, nomeadamente pela circunstância de a rede portuguesa estar muito interligada com a rede espanhola, quer em número de interligações quer pela sua distribuição geográfica, e pela atuação descrita do plano de deslastre, **considera-se que não seria razoável evitar esta ocorrência no SEN, decorrente da falha com origem no sistema elétrico espanhol**.

Ainda pelo exposto, **considera-se que com o enquadramento legal e europeu em vigor, não seria possível em termos económicos e regulamentares evitar esta ocorrência**.

4. Demonstração do nexo de causalidade entre o evento, as causas e as consequências

Conforme demonstrado no presente relatório, não existe nexo de causalidade entre qualquer atuação da REN ou ocorrência verificada no SEN e o evento em análise, as suas causas e as suas consequências.

Evolução anómala das variáveis tensão e frequência

Conforme foi descrito atrás, em 3-c), no dia 28 de abril às 11:33:16, verificou-se uma ocorrência externa ao SEN que desencadeou, simultaneamente, uma subida rápida da tensão e uma descida rápida da frequência.

Atuação de proteções que respondem a valores anómalos de tensão e frequência e colapso do SEN

A análise das medidas de tensão dos equipamentos *PMU* da REN revela que estas apresentam valores mais elevados no Sul, em Sines, do que no Norte, em Recarei. Naquela subestação, no nível de 400 kV, observam-se valores da tensão de cerca de 425 kV às 11:33:16, mas que evoluem rapidamente para 444 kV às 11:33:19 e atingem um máximo de 460 kV às 11:33:22.

O Regulamento UE 2016/631 da Comissão, de 14 de abril de 2016, que estabelece um código de rede relativo a requisitos da ligação de geradores de eletricidade à rede, permite que acima de determinados valores de tensão, os geradores possam desligar-se automaticamente da rede, para proteção dos equipamentos, por atuação de proteções de máximo de tensão. No nível de 400 kV, o disparo instantâneo pode ocorrer para valores acima de 440 kV.

Quanto à evolução da frequência, os valores observados em Sines e em Recarei são muito próximos, tendo uma tendência de queda desde as 11:33:16, com breves períodos em que se esboça uma recuperação logo seguida de queda, até ao colapso total às 11:33:24.

Relativamente à frequência, o mesmo Regulamento UE 2016/63 obriga os geradores ligados a manterem-se em serviço para valores de subfrequência até aos 47,5 Hz; assim, para valores inferiores, estes podem sair automaticamente de serviço, para proteção dos equipamentos, por atuação instantânea das proteções de mínimo de frequência.

Porém, a experiência de incidentes com subfrequência ocorridos no passado, determina que não se exclua que tenha ocorrido o disparo de geradores ligados na rede de distribuição por atuação de proteções de mínimo de frequência, enquanto a frequência descia, antes de atingir os 47,5 Hz. A análise realizada até ao fecho deste relatório, não permitiu avaliar este efeito.

Por outro lado, conforme foi referido em 3-d), o plano de defesa da rede perante situações de subfrequência prevê os deslastres de carga sucessivos a seguir apresentados:

1. Frequência entre os 49,8 Hz e 49,3 Hz =>, deslastre em seis escalões de frequência dos grupos hídricos em serviço, em modo de bombagem;
2. Frequência de 49,2 Hz =>, deslastre de consumidores industriais eletrointensivos;

3. Frequência entre os 49,0 Hz e 48,0 Hz =>, deslastre em seis escalões de frequência de consumos ligados na rede de distribuição.

Em síntese, a subida rápida da tensão e a descida rápida da frequência, iniciada às 11:33:16, com origem externa ao SEN (provavelmente originada por disparos de geradores que se encontravam a absorver potência reativa), terá consistido num processo de disparo sucessivo de geradores por proteções de máximo de tensão e de mínimo de frequência, no qual os efeitos (disparos) reforçaram as causas (subida da tensão e descida da frequência).
A ativação do plano de defesa da rede perante a situação de subfrequência, mediante deslastre escalonado de consumos, foi insuficiente para recuperar a frequência e o sistema elétrico da Península Ibérica separou-se dos sistemas francês e marroquino e acabou por colapsar.

A investigação em curso a nível da ENTSO-E, referida no MEIO DE PROVA 1, trará o esclarecimento final desta ocorrência.

Reposição do SEN em serviço

Logo após o incidente, a REN ativou os seus Planos Emergência, de modo a garantir uma atuação coordenada quer a nível interno quer a nível externo.

Ao nível da operação do SEN, imediatamente após a falha geral, a REN enquanto Gestor Global do Sistema e Operador da Rede de Transporte, deu início implementação do PLANO NACIONAL DE REPOSIÇÃO EM SERVIÇO.

Dado que estava em causa o colapso do sistema elétrico da Península Ibérica, a única forma possível de reposição era através dos *blackstart* da Central Hidroelétrica do Castelo do Bode e da Central Termoelétrica da Tapada do Outeiro.

A execução das manobras do PLANO NACIONAL DE REPOSIÇÃO DE SERVIÇO envolve a atuação, com uma coordenação muito estreita, entre: **1)** as salas de comando da REN - o Despacho Nacional e o Centro de Operação da Rede; **2)** as salas de comando dos geradores que participam no processo; e **3)** as salas de comando da E-REDES, responsáveis pelas manobras de reposição de consumos da rede de distribuição e **4)** as salas de comando da Red Eléctrica de España.

A execução do Plano foi realizada conforme foi descrito em 2-g).

Pela parte da REN, a reposição dos elementos da rede que alimentam consumos terminou às 23:22, prosseguindo ao nível da E-REDES até às 03:00.

5. Meios de prova

MEIO DE PROVA 1 - Comunicados da ENTSO-E acerca do apagão e da investigação. [Fonte: 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

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

1 May 2025

Brussel - From a situation of total zero in the electricity system of the Iberian Peninsula, the rapid and full restoration of supply in Portugal and Spain has demonstrated the high preparedness and efficiency of the concerned Transmission System Operators (TSO), Red Eléctrica and REN, with the support and collaboration of the French TSO RTE, as well as the Moroccan utility ONEE.

This has been made possible by the joint work and cooperation of TSOs developed over the years, both between the control centers and within ENTSO-E.

In addition, the real-time monitoring and coordination of the status of the European electricity systems has been achieved by the European Awareness System platform, a tool developed by all TSOs within ENTSO-E.

Next Steps: an ENTSO-E Expert Panel

In accordance with European legislation for such an exceptional and grave incident, ENTSO-E is establishing an Expert Panel to investigate the causes of this event, in accordance with the "Incident Classification Scale Methodology" [1]. The Expert Panel is chaired by recognised experts from TSOs who were not directly affected or involved in the black-out, and includes the involved TSOs as well as other European experts. The Expert Panel will investigate the root causes, produce a comprehensive analysis and make recommendations in a final report which will be published. National Regulatory Authorities and the Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER) are invited to participate in this panel.

Prior to the publication of the final report, ENTSO-E will publish a comprehensive report with full technical details on the incident. Furthermore, ENTSO-E will provide regular updates to the EU Commission and EU Member States, including progress reports of the investigation to the Electricity Coordination Group.

Contact: media@entsoe.eu

ENTSO-E expert panel initiates the investigation into the causes of Iberian blackout

ENTSO-E expert panel initiates the investigation into the causes of Iberian blackout

9 May 2025

Following the blackout incident in the Iberian Peninsula on 28 April, ENTSO-E and its member Transmission System Operators (TSOs), the Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER), National Regulatory Authorities (NRAs), and Regional Coordination Centres (RCCs) have set up a joint Expert Panel. The panel is led by experts from TSOs that weren't directly affected by the incident and includes experts from both affected and non-affected TSOs. It will investigate the root causes of the blackout and will make recommendations.

In accordance with the "Incident Classification Scale Methodology", the investigation will be split into two phases. First, the panel will collect and analyse all available data on the incident to reconstruct the events of 28 April and determine the causes of the blackout. These insights will be completed and published in a factual report. In the second phase, the panel will establish recommendations to help prevent similar incidents in future, which will be published as a final report.

All information published to date, including the present communication, is subject to the results of the detailed investigation on the incident. The investigation follows the legal framework under the European Union Regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 (System Operation Guideline).

ENTSO-E will present the results of the investigation to the European Commission and Member States through the Electricity Coordination Group, and will subsequently publish them once the analysis is completed.

First information on the chronology of events leading to the blackout

The blackout is the result of a complex sequence of events for which ENTSO-E is providing a preliminary chronology with the information known so far. An in-depth analysis by the Expert Panel will be provided in a full technical report.

On 28 April 2025 at 12:33 CET, the power systems of Spain and Portugal suffered a total blackout. A small area in France, close to the border with Spain, was also affected by the incident, albeit for a very limited duration. The rest of the Continental European power system

did not experience any disturbance.

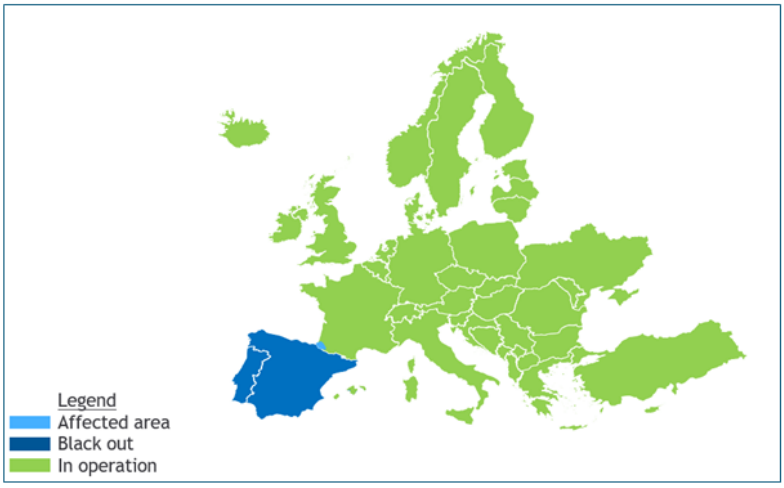


Figure 1 – Geographic area affected by the incident of 28 April 2025.

During the half hour preceding the incident, two periods of oscillations (power and frequency swings) were observed in the Continental European synchronous area, between 12:03 and 12:07 CET and between 12:19 and 12:21 CET respectively. The TSOs of Spain (Red Electrica) and France (RTE) took actions to mitigate these oscillations. At the moment of the incident, there were no oscillations and the power system variables were within normal operation range.

Before the incident, the international exchange programs of Spain were 1,000 MW to France, 2,000 MW to Portugal and 800 MW to Morocco, all in the exporting direction.

Data so far, have yielded the following sequence of events during the incident:

1. Starting at 12:32:57 CET and within 20 seconds afterwards, presumably a series of different generation trips were registered in the south of Spain, accounting to an initially estimated total of 2200 MW. No generation trips were observed in Portugal and France. As a result of these events the frequency decreased and a voltage increase is observed in Spain and Portugal.
2. Between12:33:18 and 12:33:21 CET, the frequency of the Iberian Peninsula power system continued decreasing and reached 48,0 Hz. The automatic load shedding defence plans of Spain and Portugal were activated.
3. At 12:33:21 CET, the AC overhead lines between France and Spain were disconnected by protection devices against loss of synchronism.

4. At 12:33:24 CET, the Iberian electricity system collapsed completely and the HVDC lines between France and Spain stopped transmitting power.

As soon as the disruption of the electricity supply occurred, the affected TSOs worked together in a coordinated effort to restore the power in the affected region of France, as well as in Spain and Portugal.

The main steps of the restoration process were the following:

- At 12:44 CET, a first 400 kV line between France and Spain was re-energised (Western part of the border).
- At 13:04 CET, the interconnection between Morocco and Spain was re-energised.
- From the start of the restoration until approximately 13:30 CET, several hydro power plants in Spain with black-start capability launched their black-start processes to initiate the restoration of the system.
- At 13:35 CET, the eastern part of the France-Spain interconnection was re-energised.
- At 16:11 and 17:26 CET, the two power plants with black start capability in Portugal succeeded their start up process after unsuccessful previous attempts, allowing to initiate the restoration process in Portugal with two islands.
- At 18:36 CET, the first 220 kV tie-line between Spain and Portugal was re-energised, allowing to speed up the restoration of the Portuguese system.
- At 21:35 CET – the southern 400 kV tie-line between Spain and Portugal was re-energised.
- At 00:22 CET on 29 April 2025, the restoration process of the transmission grid was completed in Portugal.
- At around 04:00 CET, the restoration process of the transmission grid was completed in Spain.

Expert Panel composition

The Expert Panel will be led by Klaus Kaschnitz (APG, Austria) and Richard Balog (MAVIR, Hungary). The ENTSO-E, RCC and TSO experts in the Expert panel are:

ENTSO-E expert Convenors:

- Olivier Arrivé – as chair of the System Operation Committee
- Robert Koch – as convenor of the Steering Group Resilient Operation

- Albino Marques – as convenor of the Regional Group Continental Europe

Experts appointed by TSOs and RCCs:

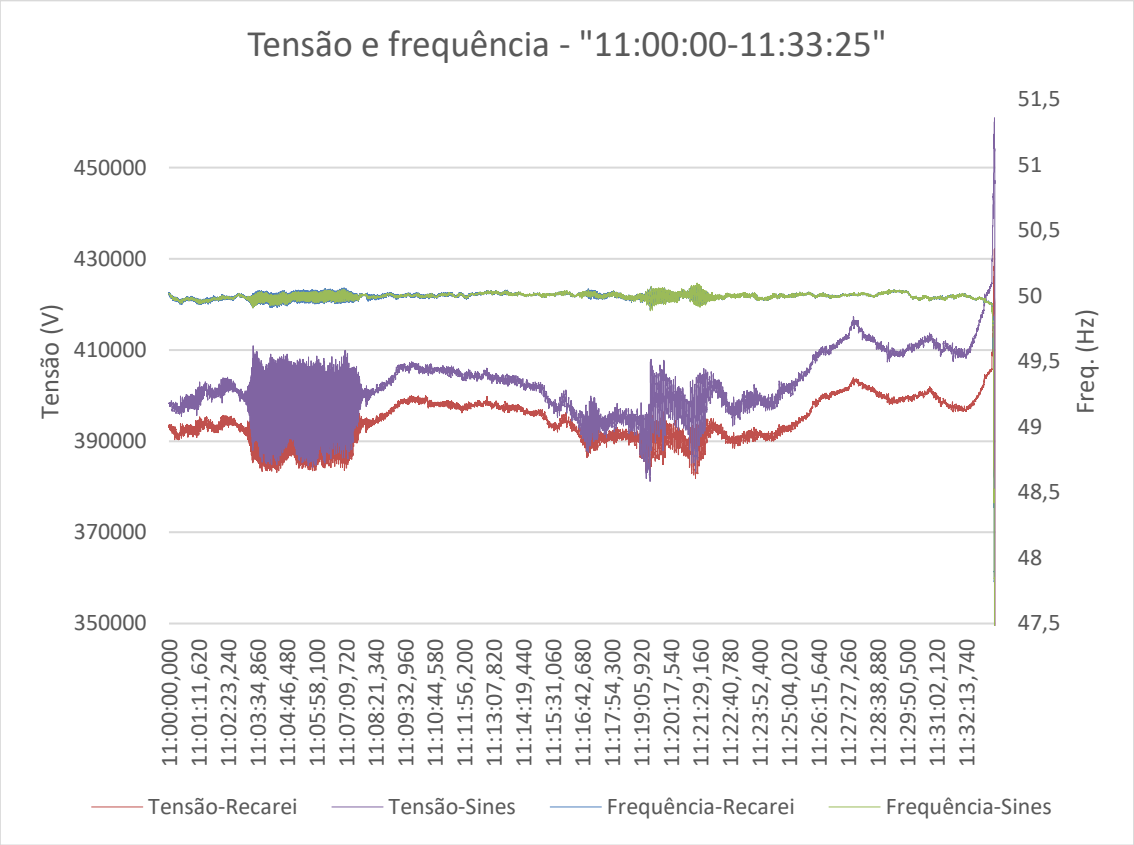
TSO/RCC	Expert
Amprion (Germany)	Tilman Ringelband
EirGrid (Ireland)	Donna Kearney
Energinet (Denmark)	Bent Myllerup
PSE (Poland)	Rafal Kuczynski
Red Electrica (Spain)	David Alvira
REN (Portugal)	Filipe Ribeiro
RTE (France)	Laurent Rosseel
SEleNe CC (Greece)	Maria-Faidra Katsiantoni
Swissgrid (Switzerland)	Bastien Grand
Terna (Italy)	Giorgio Giannuzzi

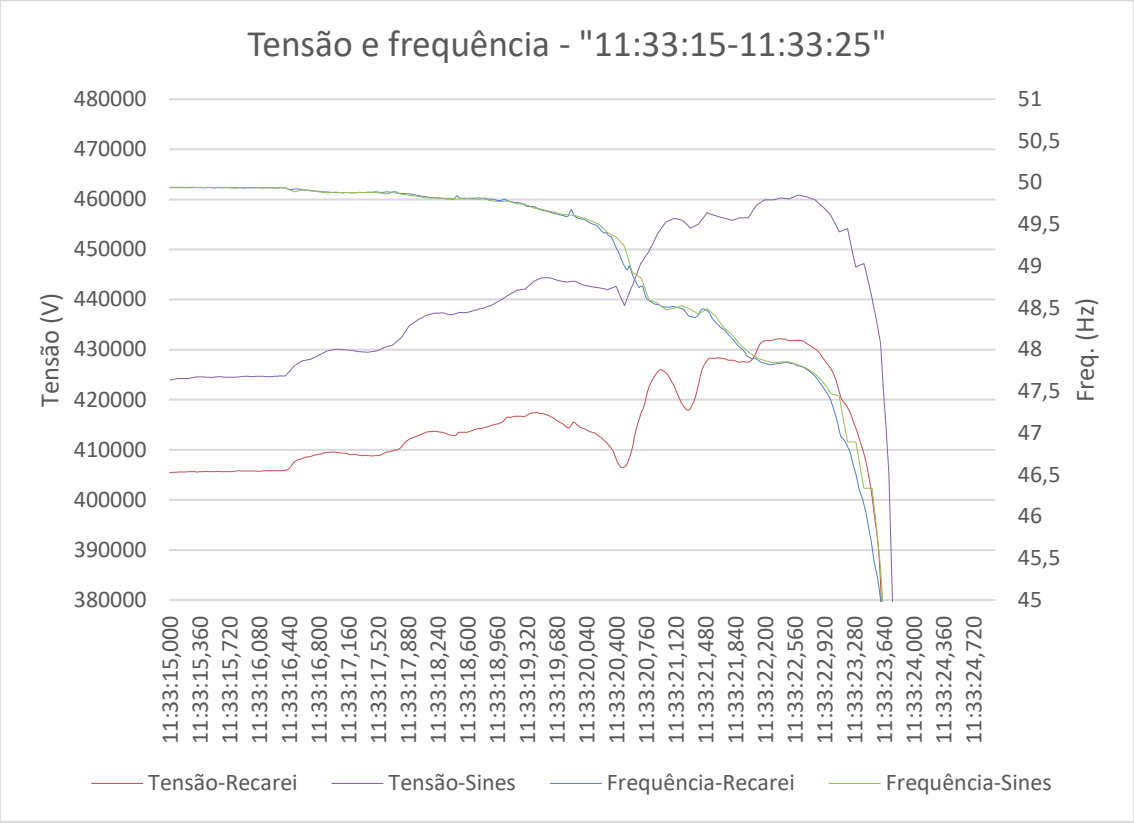
The process of appointing Expert Panel members by ACER and the NRAs is underway.

(1) The "Incident Classification Scale Methodology", established by ENTSO-E in accordance with EU Regulations 714/2009 and 2017/1485, is the framework for reporting and classifying incidents on the power system and for organising the investigation of severe incidents.

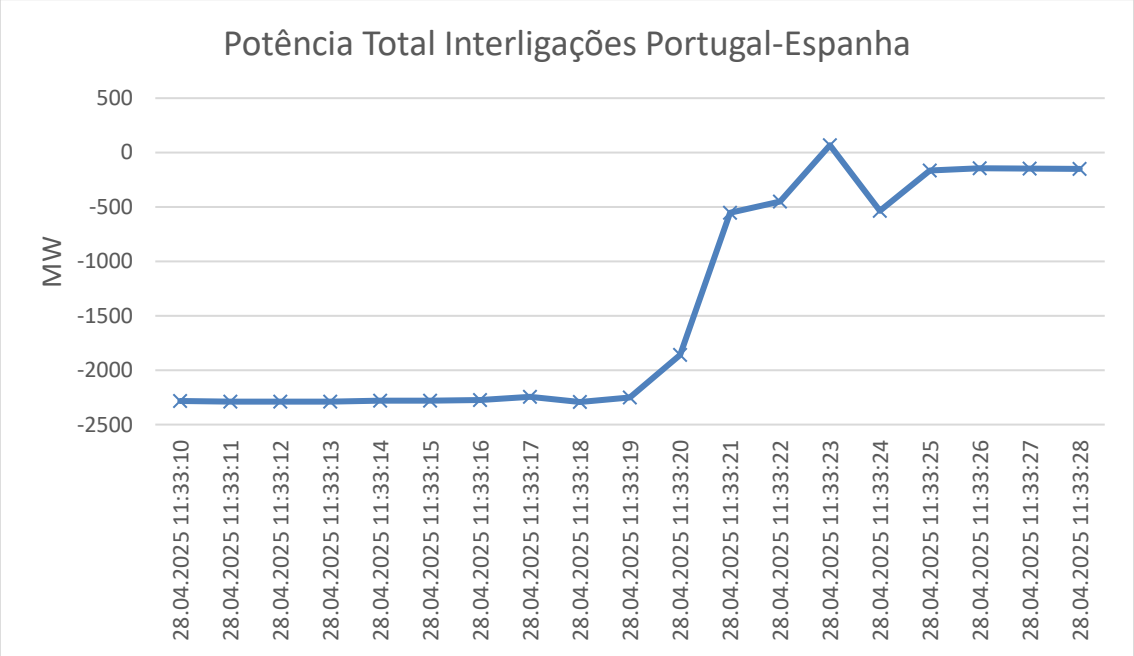
Share this article

MEIO DE PROVA 2 – Gráficos da evolução da tensão e da frequência nos nós de 400 kV de Recarei (norte) e Sines (sul): o primeiro entre as 11h00 e a hora do colapso do SEN (11h33) e o segundo entre as 11:33:15 e as 11:33:25. [Fonte: REN]





MEIO DE PROVA 3 – Gráfico do saldo das linhas de interligação (soma das potências ativas) entre as 11:33:10 e as 11:33:28. [Fonte: REN]



MEIO DE PROVA 4 – Comunicado da ERSE acerca do apagão. [Fonte: ERSE]

comunicado-apagão-28-abril-2025.pdf

MEIO DE PROVA 5 – Fita de tempo sumária associada à reposta à Falha Energética Nacional. [Fonte: ANEPC]

AUTORIDADE NACIONAL
DE EMERGÊNCIA E PROTEÇÃO CIVIL

Fita de tempo sumária associada à reposta à Falha Energética Nacional

- 28 de Abril de 2025 -

11H33 - Evento Apagão;

11H44 - Abertura de ocorrência no SADO, avaliação da situação e primeiro Ponto de Situação (POSIT);

11H47 - Contacto com REN e E-REDES para avaliação;

12H04 – Informação da E-Redes sobre falha de energia generalizada na Península Ibérica, com possibilidade de recuperação da normalidade após 24 horas;

12H05 - Estabelecimento de um plano de comunicações de crise ao nível estratégico;

12H18 – Projeção do Oficial de Ligação da ANEPC ao SSI;

12H27 - Contato com o Mecanismo Europeu de Proteção Civil (ERCC);

12H30 - Convocatória do CCON para as 13h30;

12H42 - Ativação do Centro Tático de Comando (CETAC) como redundância à Sala de Operações (SALOC) do CNEPC;

12H47 - Instruções dadas à Estrutura Operacional da ANEPC em todo o território (Comandos Regionais e Sub-regionais);

13H05 - Envio de primeira Nota à Comunicação Social;

13H10 - Chegada do Secretário de Estado da Proteção Civil, para participação no CCON e acompanhamento da operação ao longo do dia;

13H15 - Estabelecimento das prioridades e monitorização da situação; Abastecimento de combustível a hospitais e centros de diálise e doentes com deficiência respiratória crónica; Proposta de ativação dos planos de contingência dos hospitais e do setor social (lares e unidades de cuidados continuados); Solicitação de POSIT dos aeroportos e do Metro de Lisboa; Solicitação POSIT sobre DATA CENTERs essenciais; Avaliação da rede REPA (Rede Estratégica de Postos de Abastecimento) em cada região;

AUTORIDADE NACIONAL DE EMERGÊNCIA E PROTEÇÃO CIVIL
COMANDO NACIONAL DE EMERGÊNCIA E PROTEÇÃO CIVIL
Av. do Forte | 2794-112 Carnaxide – Portugal
T.: 351 21 424 7100 | www.prociv.pt

1/3

13H30 - Briefing do CCON com a participação de 29 entidades:

- FFAA;
- SSI;
- GNR;
- PSP;
- LBP;
- DGS;
- INEM;
- REN;
- E-REDES;
- ENSE;
- ERSAR;
- EPAL;
- IMT;
- IP;
- ANAC;
- CP;
- FERTAGUS;
- BRISA;
- S. SOCIAL;
- CVP;
- SIRESP;
- MEO;
- NOS;
- VODAFONE;
- ASAE;
- AFOCELCA;
- CNF;
- PCE;
- APA.

13H45 - Levantamento das necessidades urgentes de geradores e abastecimento de combustível a geradores em funcionamento, com prioridade às instalações de saúde

14H00 – Informação lançada nas redes sociais sobre interrupção da rede elétrica nacional, com recomendações à população, em articulação com o SSI;

14H05 - Manutenção permanente do funcionamento dos CCO's ao nível da estrutura operacional (nacional, regional e sub-regional), para coorenação da respostas a situações em curso, com prioridade para as mais críticas;

14H30 – Ativação dos primeiros Planos de Emergência e Proteção Civil, tendo atingido um total de 22 Planos Municipais e 1 Plano Distrital;

16H30 – Conclusão da compilação das das necessidades mais urgentes, manifestadas pelas entidades no CCON;

17H15 - Início do processo de envio dos SMS à população;

18H00 - Balanço do aviso SMS programado para envio a partir das 18h até às 24h:

- Comunicações com os operadores e entre estes e os clientes muito afetada;
- Dados preliminares apontaram para a receção do aviso por cerca de 2,5 milhões de clientes nacionais;
- Não existiu a confirmação de que o SMS tenha chegado a clientes internacionais (números estrangeiros em roaming em Portugal);
- A taxa global de entrega terá sido inferior a 50% (valor normalmente superior a 95%) com causa na falta de cobertura de rede, equipamentos móveis sem bateria, falta de energia nas células de rede ("antenas") dos diferentes operadores e à sobrecarga dos centros de SMS dos operadores (mensagens de aviso não são prioritárias face ao restante tráfego);

AUTORIDADE NACIONAL DE EMERGÊNCIA E PROTEÇÃO CIVIL
COMANDO NACIONAL DE EMERGÊNCIA E PROTEÇÃO CIVIL
Av. do Forte | 2794-112 Carnaxide – Portugal
T.: 351 21 424 7100 | www.prociv.pt

18H28 - Publicação nas redes sociais para a população evitar deslocações desnecessárias;

19H30 – Emitissão do Comunicado Técnico Operacional Nacional nº 28/2025, para alteração do EAE para o seu Nível Laranja;

20H30 - Resolução de Conselho de Ministros, com a declaração da situação de crise energética e ativação da REPA;

23H15 - Chegada da Sra. MAI à ANEPC para participação no CCON;

AUTORIDADE NACIONAL DE EMERGÊNCIA E PROTEÇÃO CIVIL
COMANDO NACIONAL DE EMERGÊNCIA E PROTEÇÃO CIVIL
Av. do Forte | 2794-112 Carnaxide – Portugal
T.: 351 21 424 7100 | www.prociv.pt

MEIO DE PROVA 6 – Capas dos jornais "Público" e "JN", de 29 de abril de 2025. [Fonte: https://www.sapo.pt/manchetes/2025-04-29]





MEIO DE PROVA 7 – Jornal da tarde da RTP do dia 29 de abril de 2025, apresentando reportagens sobre o apagão do dia 28 de abril de 2025. [Fonte: RTP]

Jornal da Tarde de 29 abr 2025 - RTP Play.

REPÚBLICA PORTUGUESA
AMBIENTE E ENERGIA

Direção-Geral de Energia e Geologia

PARECER TÉCNICO
Incidente de Grande Impacto
Alínea c) nº 6 do artigo 8.º do Regulamento de Qualidade de Serviço RQS/2023)

Evento: Apagão geral do SEN

Concessionária da Rede Nacional de Transporte: **REN**

Data da Ocorrência: 28/04/2025 11h30 – 29/04/2015 03h00

Causa da Ocorrência: RNT Rede Nacional de Transporte

Duração total do incidente: 15h30

Clientes afetados: -/-

Energia não fornecida (ENF): 5,55+ E4 MWh

Localização/ Distritos: Portugal continental

Regulamentação de Segurança aplicável:

- RSSPTS: Reg. Seg. Subestações Postos de Transformação e Seccionamento (Decreto nº42 895, de 01/03/1960) com as alterações Decreto Reg. nº 14/77, de 18 de fevereiro e Decreto Reg. nº 56/85, de 6 de setembro);
- RSLEAT: Reg. Seg. Linhas Elétricas de Alta Tensão (Decreto Regulamentar nº 1/92, de 18 de fevereiro);
- RSRDEEBT: Reg. Seg. Redes Distribuição de Energia Elétrica em Baixa Tensão (Decreto Regulamentar n.º 90/84);
- RLIE: Regulamento Licenças para Instalações Elétricas;
- Regulamento (EU) 2017/1485, de 2 de agosto de 2017, orientações sobre a operação de redes de transporte de eletricidade

Documentação apresentada:

Relatório de Incidente de Grande Impacto:

O relatório vai elencar elementos que explicam de forma sucinta a ocorrência e comprovam que não foi possível cumprir os indicadores definidos do artigo 8º do RQS, devido aos fenómenos extraordinários e invulgares que afetaram Portugal continental durante o dia 28 de abril de 2025:

1-Caracterização da ocorrência

a) **-Origem da ocorrência**- Esta ocorrência objeto deste relatório é a interrupção geral de fornecimento em Portugal continental registada no dia 28 de abril de 2025, com início às 11:33.

-Esta interrupção foi a consequência de um funcionamento anómalo do sistema elétrico que levou ao seu colapso na Península Ibérica afetando o sistema elétrico espanhol e Sistema Elétrico Nacional (SEN).

-Analisados os dados do Sistema Elétrico Nacional e conforme evidenciado, os eventos que originaram a ocorrência não ocorreram no SEN e os primeiros eventos ocorridos no SEN estão associados ao plano de defesa do sistema elétrico. Considerando a área geográfica do sistema elétrico afetado, a REN conclui que a origem deste evento se encontrará no sistema elétrico espanhol, tal como referido no comunicado da ENTSO-E de 9 de maio de 2025.

b) **-Números de clientes afetados** 21 em MAT, 504 em AT, 32 661 em MT e 6 318 180 em BT.

c) **-Identificação das redes, níveis de tensão e equipamentos afetados**

A ocorrência começou pelas 11:33, em poucos segundos, ocorreu uma série de saídas de serviço automáticas de geradores, de instalações consumidoras, e das interligações com a rede francesa e a rede marroquina, o que resultou no colapso total do sistema elétrico.

Este colapso deixou os geradores desligados e, no caso de Portugal, a totalidade da rede elétrica continental sem tensão.

Esta situação não provocou danos nos equipamentos da rede elétrica, permitindo que as manobras de reposição em serviço se efetuem logo de seguida.

d) -Período temporal-

A interrupção geral de fornecimento teve início às 11:33 do dia 28 de abril de 2025, a reposição em serviço dos elementos da rede que alimentam consumo, por parte da REN, foi realizada progressivamente, terminando nesse mesmo dia, às 23:22. Porém, ao nível da rede de distribuição a reposição demorou mais tempo, tendo terminado pelas 03:00 do dia 29 de abril.

e) -Localização da região afetada

Foi afetado todo o território de Portugal continental.

f) -Impacto nos indicadores de continuidade de serviço (MPQS)

-A Rede Nacional de Transporte de energia elétrica (RNT) tem atualmente 88 Pontos de Entrega (PdE) a consumo, dos quais 66 à Rede Nacional de Distribuição (RND) e 22 a consumidores ligados diretamente à RNT em MAT. No dia 28 de abril, um destes últimos estava fora de serviço.

-A REN apresentou tabelas onde apresenta as horas de início e fim e a duração das interrupções nos PdE da RNT. A duração apresentada para cada PdE à RND, corresponde ao tempo decorrido desde as 11:33 até ao momento em que terminou a reposição em serviço da RND ligada a cada PdE, segundo a informação fornecida pela E-REDES.

-No cálculo da ENF, energia não fornecida ou não distribuída, no caso dos PdE à RND, tomou-se a previsão de consumo para os dias 28 e 29 de abril e comparou-se com o consumo real medido pelos equipamentos de contagem.

-Relativamente aos indicadores gerais de continuidade de serviço da RNT, com base nos dados de energia fornecida até final de março do corrente ano, a contribuição deste incidente é a apresentada na tabela que a REN apresentou:

Contribuição para os Indicadores Gerais					
ENF (MWh)	TIE (min)	SAIDI (min)	SAIFI	SARI (min)	MAIFI
5,55E+04	5,52E+02	7,44E+02	9,89E-01	7,53E+02	0,00E+00

g) -Ações tomadas para minimizar o impacto do evento

-Logo após o incidente, a REN ativou os seus Planos de Emergência, de modo a garantir uma atuação coordenada quer a nível interno quer a nível externo:

1-Levou-se ao máximo a mobilização dos meios de resposta da REN para as intervenções que se revelaram necessárias;

2-garantiu-se a comunicação com a Proteção Civil e a Administração Central, assegurando a prioridade na alimentação de certos consumos (prioritários) por estas identificados;

3-efetuaram-se os necessários pontos de situação e a divulgação das informações sobre o incidente e o processo de reposição.

-A REN enquanto Gestor Global do Sistema e Operador da Rede de Transporte, deu início implementação do Plano Nacional de Reposição de Serviço.

-Este plano prevê duas formas de reposição:

1) a partir da rede elétrica espanhola, ou

2) a partir dos dois geradores/centrais nacionais com capacidade de arranque autónomo (*blackstart*) – a Central Hidroelétrica do Castelo do Bode e a Central Termoelétrica da Tapada do Outeiro.

-Dado que estava em causa o colapso do sistema elétrico da Península Ibérica, a única forma possível de reposição era a segunda, ou seja, através da ativação dos *blackstart* das duas centrais referidas.

-Quanto à execução das manobras do Plano Nacional de Reposição de Serviço, envolveu a atuação, com uma coordenação muito estreita, entre:

1) as salas de comando da REN - o Despacho Nacional e o Centro de Operação da Rede;

2) as salas de comando dos geradores que participam no processo;

3) as salas de comando da E-REDES, responsáveis pelas manobras de reposição de consumos da rede de distribuição; e

4) as salas de comando da Red Eléctrica de España.

-Processos mais relevantes na reposição em serviço-sequência cronológica:

11:35 – Solicitado pela REN o arranque em modo *blackstart* da C. Castelo de Bode;

11:43 – Solicitado pela REN o arranque em modo *blackstart* do Grupo 2 da C. Tapada do Outeiro;

11:45 – Grupo 3 da C. Castelo de Bode, em modo de *blackstart,* com tensão de 220 kV da S. Zêzere3;

11:49 – Disparo do Grupo 3 da C. Castelo de Bode com a ligação do Transformador 4 de 220/60 kV da S. Zêzere.

A EDP Produção deu início às tentativas de arranque local dos grupos auxiliares, tendo identificado problemas, o que levou à necessidade de requisitar um grupo gerador diesel e proceder à sua ligação aos serviços auxiliares da central.

13:19 – Arranque do Grupo 2 da C. Tapada do Outeiro, mas sem sucesso no fecho do disjuntor do gerador para energização do transformador do grupo.

Dificuldades na energização do transformador e subestação. Processo em análise pela Turbogás. Disparo do grupo e nova tentativa de arranque. A Turbogás apenas conseguiu colocar tensão no barramento de 220 kV às 15:37:30 (Relatório preliminar).

14:40 – Arranque Grupo 2 e propagação de tensão pela C. Castelo Bode nos 220 kV da S. Zêzere;

14:55 – Colocação dos primeiros consumos na S. Zêzere, tendo o Grupo 2 da C. Castelo Bode disparado;

15:11 – Arranque e propagação de tensão pelo Grupo 1 da C. Castelo de Bode na da S. Zêzere; → sucesso e criação da 1ª ilha de reposição;

15:38 – Arranque do Grupo 2 da C. Tapada do Outeiro e propagação de tensão C. Tapada do Outeiro;

16:23 – Arranque do compensador 2 da C. Torrão, levando ao disparo do Grupo 2 da C. Tapada do Outeiro;

16:26 – Arranque do Grupo 2 da C. Tapada de Outeiro com propagação de tensão à da C. Tapada do Outeiro; → sucesso e criação da 2º ilha de reposição;

17:36 – Propagada tensão de 220 kV da S. Pocinho a partir da S. Espanhola de Aldeadávila (L. Pocinho – Aldeadavila 1 a 220kV); → sucesso e criação da 3ª ilha de reposição via ligação síncrona com a região Continental europeia;

Neste momento o SEN estava a ser reposto em 3 ilhas elétricas diferentes:

- 1ª via CH Castelo de Bode;
- 2ª via CT Tapada do Outeiro;
- 3ª via interligação com Espanha (zona síncrona europeia).

18:00 – Propagação de tensão e colocação progressiva de consumos e geração nos corredores para a S. Zêzere usando a alimentação síncrona europeia disponibilizada pela ligação à rede Espanhola;

18:58 – Reforço da ligação à rede espanhola ligando a L. Pocinho – Aldeadavila 2 e L. Pocinho – Saucelle ambas a 220 kV;

19:01 – Sincronização da Ilha elétrica alimentada pela C. Castelo de Bode com a rede síncrona europeia; → sucesso da sincronização da 1ª ilha de sucesso da sincronização com a 3ª ilha de reposição via ligação síncrona com a região continental europeia;

19:22 – Sincronização da Ilha elétrica alimentada pela C. Tapada do Outeiro com a rede síncrona europeia; →sucesso da sincronização da 2ª ilha de reposição com a 1ª e 3ª ilha de reposição via ligação síncrona com a região continental europeia →criada ilha de reposição principal;

19:25 – Ligação do AGC (*Automatic Generation Control*) com programa de interligação a 0 MW para ajuste da geração ao consumo SEN;

19:47 – Reforçada a interligação com a rede espanhola, ligação da L. Lagoaça – Aldeadavila a 400 kV;

20:35 – Ligação da L. Tavira – Puebla de Guzmán a 400 kV, iniciando a propagação de tensão e colocação progressiva de consumos na zona do Algarve e Alentejo; → sucesso e criação da 4ª ilha de reposição via ligação síncrona com a região continental europeia;

20:37 – Reforçada a interligação com a rede síncrona europeia (via rede espanhola), com a ligação da L. Alto Lindoso – Cartelle 1 a 400 kV;

21:23 – Reforçada a interligação com a rede síncrona europeia (via rede espanhola), com a ligação da L. Falagueira – Cedillo a 400 kV;

22:19 – Fecho da malha que interligou a região do Algarve e Alentejo com restante rede; → sucesso ligação da ilha 4ª de reposição via ligação síncrona com a região continental europeia;

23:22 – Reposição em serviço do PdE S. Divor, assim terminando a reposição de todos os PdE da RNT a consumos.

Ao nível da RND, a reposição prosseguiu, tendo terminado pelas 03:00 do dia 29 de abril.

2-Critérios Excecionalidade

A REN durante o estado de reposição, emergência e alerta do SEN foram ainda tomadas as seguintes medidas pelo Despacho Nacional:

-Baixa probabilidade de ocorrência do evento ou das suas consequências

A REN informou que interrupção geral de fornecimento em Portugal continental registada no dia 28 de abril de 2025, com início às 11:33, teve como causa um funcionamento anómalo do sistema elétrico interligado europeu, com origem fora do Sistema Elétrico Português

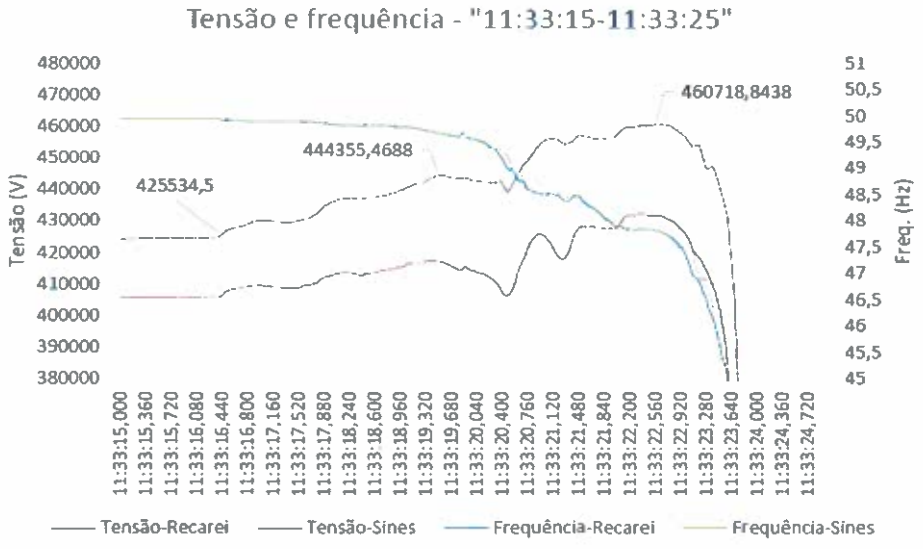
Nos registos históricos da REN dos últimos 40 anos, foi evidenciado que não ocorreu nenhum evento com impacto geográfico e sistémico semelhante, pelo que a probabilidade é próxima de zero.

-Elevada diminuição da qualidade de serviço prestada

A considera evidente que este evento provocou uma elevada diminuição da qualidade de serviço prestada, apresenta tabelas onde se verifica o respetivo impacto ao nível dos indicadores gerais e individuais de qualidade de serviço, demonstrando a sua dimensão excecional.

-O evento e as suas consequências não sejam imputáveis aos operadores de redes, comercializadores ou, no caso das RAA e RAM, aos produtores.

A REN apresenta os gráficos da frequência e da tensão registados pelos equipamentos designados *Phasor Measurement Unit (PMU)* nos barramentos de 400 kV das subestações de Recarei e de Sines, no dia 28 de abril, entre as 11:00 e o instante do colapso do SEN:



A REN informa, enquanto GGS tem implementado uma gestão muito prudente das condições técnicas do Sistema Elétrico Nacional (SEN), garantindo igualmente uma articulação com o Concedente, assim como com o Operador de Rede Espanhol.

Para além disso, o GGS continua empenhado no desenvolvimento continuo de ferramentas e estratégias de monitorização em tempo real do SEN e do sistema elétrico espanhol, de ferramentas de análise dinâmica dos sistemas, assim como numa colaboração estreita e ativa com outras entidades relevantes e operadores de rede.

Por fim realça que o GGS continua a desenvolver uma promoção ativa dos mercados de serviços de sistema, de modo a captar e fomentar a participação dos centros electroprodutores renováveis (solar e eólica) e do consumo nos mesmos, promover a necessidade de maior capacidade de armazenamento (hídrica e química – baterias, ou outras), como forma de potenciar-se mais meios de flexibilidade em tempo real, cada vez mais relevantes para a segurança e operação do SEN

3- Nexo casualidade entre o evento, as causas e consequências

A REN apresenta gráficos que revelam que, a partir das 11:33:16, ocorreu algo no sistema elétrico interligado europeu que provocou simultaneamente a descida da frequência e a subida da tensão. O evento mais provável com este efeito é o disparo de geradores que se encontrem a injetar potência ativa e a absorver potência reativa.

Ao analisar os registos de eventos do sistema SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*) da REN, o primeiro evento que encontramos a partir das 11:33:00 é o disparo da Bomba 1 da Central de Gouvães, às 11:33:19. Ainda durante este segundo, dispararam mais cinco bombas (Bomba 1 da Central de Foz Tua, Bomba 1 da Central de Alqueva, Bombas 1 e 2 da Central de Baixo Sabor Jusante), num total de 495 MW. Durante o segundo 20, o disparo das bombas prosseguiu e atingiu um total de 793 MW.

"O SEN, partindo de uma situação de importação de 2273,4 MW, às 11:33:16, desceu para 553,5 MW de importação às 11:33:21, uma redução de potência ativa de 1717 MW."

"A REN afirma que estes dados permitem concluir que os eventos que ocorreram a partir das 11:33:16 e até às 11:33:18, que originaram a descida da frequência e a subida da tensão, não ocorreram no SEN. E que os primeiros eventos ocorridos no SEN com impacto nestas grandezas foram os disparos de bombas, às 11:33:19, os quais fazem parte do plano de defesa do sistema elétrico, tendo como efeito subir a frequência (ou conter a queda)."

A REN informou que os deslastre efetuados no SEN atingiram os montantes de potência ativa seguintes:

1. Grupos hídricos em serviço, em modo de bombagem: 2040 MW;

2. Consumidores industriais eletrointensivos: 218 MW;

3. Consumos ligados na rede de distribuição: 1605 MW.

"Apesar destes deslastres realizados no SEN, a frequência não recuperou e o sistema elétrico acabou por colapsar."

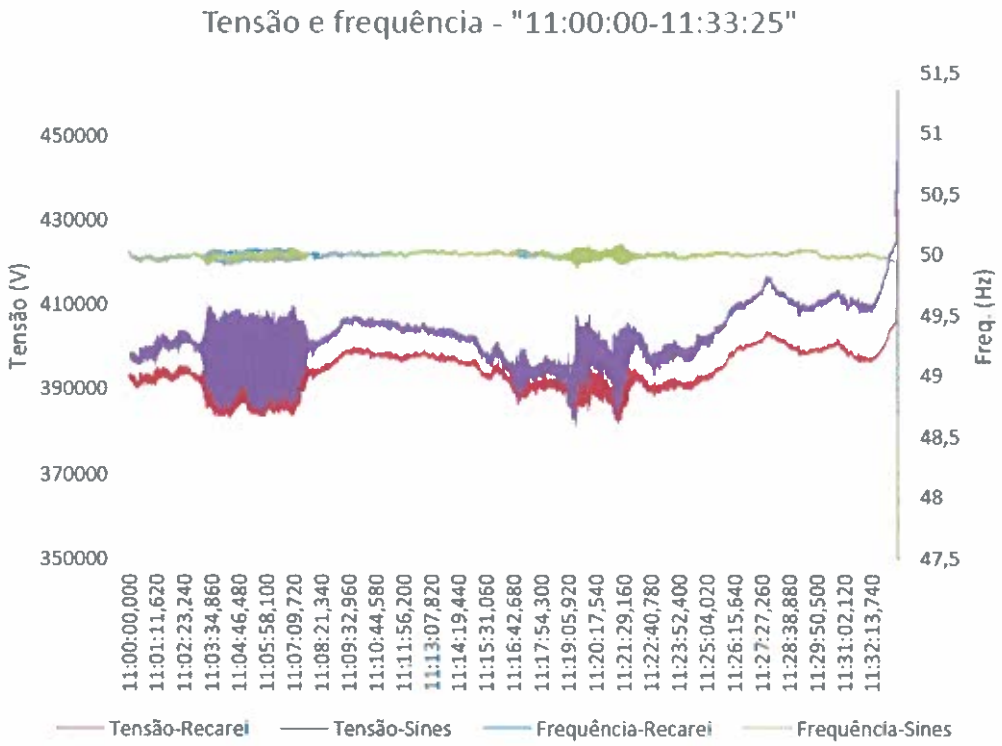
"Pela circunstância de a rede portuguesa estar muito interligada com a rede espanhola, quer em número de interligações quer pela sua distribuição geográfica, e pela atuação descrita do plano de deslastre, considera-se que não seria razoável evitar esta ocorrência no SEN, decorrente da falha com origem no sistema elétrico espanhol."

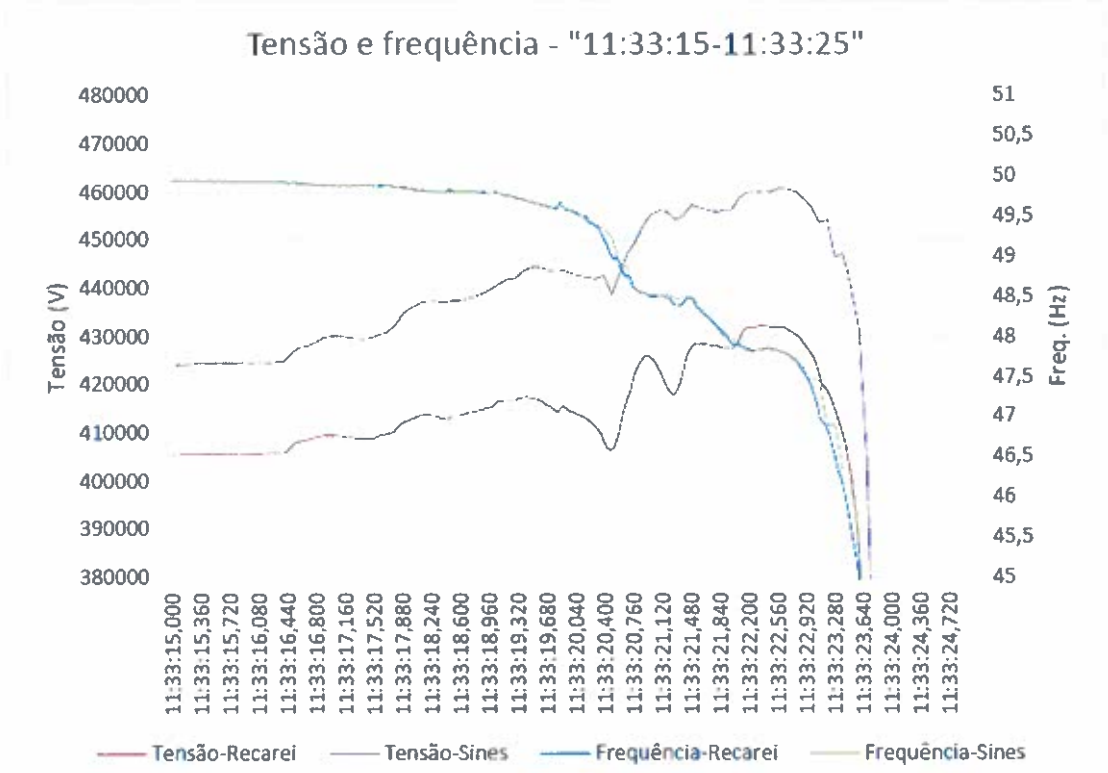
"Assim pelo exposto a "REN considera que com o enquadramento legal e europeu em vigor, não seria possível em termos económicos e regulamentares evitar esta ocorrência".

4- Meios de prova

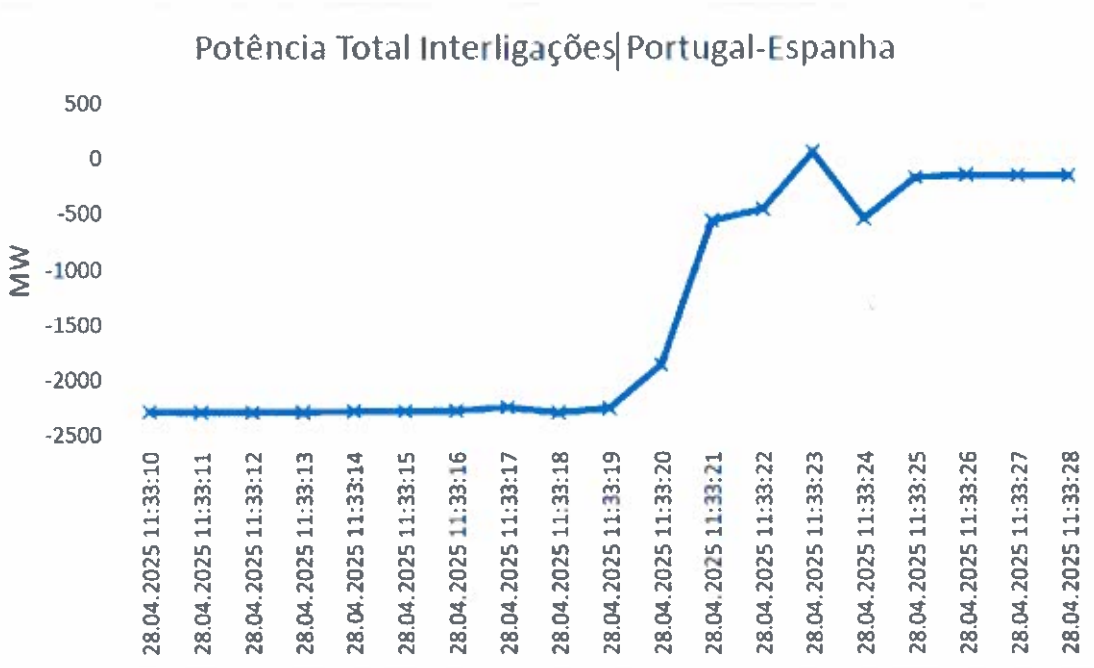
Refere o comunicado da ENTSO-E de 9 de maio: "A partir das 11:32:57 e nos 20 segundos seguintes, presumivelmente ocorreu uma série de disparos de unidades de geração no sul de Espanha, totalizando uma estimativa inicial de 2200 MW. Não foram registados disparos de geração nem em Portugal nem em França. Como resultado destes eventos, a frequência diminuiu e foi observado um aumento de tensão em Espanha e Portugal."

MEIO DE PROVA 2 - Gráficos da evolução da tensão e da frequência nos nós de 400 kV de Recarei (norte) e Sines (sul): o primeiro entre as 11h00 e a hora do colapso do SEN (11h33) e o segundo entre as 11:33:15 e as 11:33:25. [Fonte: REN]





MEIO DE PROVA 3 - Gráfico do saldo das linhas de interligação (soma das potências ativas) entre as 11:33:10 e as 11:33:28. [Fonte: REN]



ANEXO II – PARECER DA DGEG

Análise Técnica:
-As provas apresentadas indicam que algo ocorreu no sistema elétrico interligado europeu que provocou simultaneamente a descida da frequência e a subida da tensão, o evento mais provável com este efeito é o disparo de geradores que se encontrem a injetar potência ativa e a absorver potência reativa.

-Os limites de segurança operacional do ORT estão definidos no Artigo 25º do Regulamento (EU) 2017/1485, de 2 de agosto de 2017, nomeadamente, os limites de tensão nos pontos de interligação (1,05 e 1,0875 Pu) onde no caso de U= 1,0875 (PU)nos 400kV terá uma tensão regulamentar máxima=435kV, no evento a tensão atingiu 460kV.

-Foram realizados deslastres no SEN:

1. Grupos hídricos em serviço, em modo de bombagem: 2040 MW;

2. Consumidores industriais eletrointensivos: 218 MW;

3. Consumos ligados na rede de distribuição: 1605 MW.

-"Apesar dos deslastres realizados no SEN, a frequência não recuperou e o sistema elétrico acabou por colapsar."

A REN salienta que "*-Esta circunstância determina que, ocorrendo desequilíbrios de produção/consumo de grande magnitude na Península Ibérica, o mais provável será o SEN continuar ligado ao sistema elétrico Espanhol e este separar-se dos sistemas elétricos da França e de Marrocos (ligações fracas entre sistema elétrico de Espanha com os de França e de Marrocos).*"

"*A interligação entre os sistemas de Portugal e Espanha é a mais robusta em número de linhas e em capacidade térmica/transporte das linhas. Além disso, geograficamente, as linhas de interligação estão bem distribuídas pela longa fronteira entre Portugal e Espanha...*"

A REN não menciona custos, nem as medidas necessárias para evitar ou minorar este tipo de ocorrência, caraterizado pela necessidade de controlo da frequência/tensão, nomeadamente, medidas que consigam absorver energia reativa.

Assim a "*REN considera que com o enquadramento legal e europeu em vigor, não seria possível em termos económicos e regulamentares evitar esta ocorrência*".

-Na reposição em serviço, existiram falhas nas centrais de arranque autónomo, quer na C. Tapada do Outeiro (2,56 horas) quer na C. H. Castelo Bode. (3,26horas)

Conclusão:

No relatório de incidente do operador da rede de transporte constata-se que Portugal continental, foi afetado, pela ocorrência de um fenómeno extremo, que provocou um apagão total do SEN, em especial no dia 28 de abril de 2025.

A rede mostrou-se incapaz de permanecer num estado normal ou de a ele regressar o mais rapidamente possível, para garantir os limites de segurança operacional, a "*REN considera que com o enquadramento legal e europeu em vigor, não seria possível em termos económicos e regulamentares evitar esta ocorrência*".

No relatório apresentado não foi possível determinar os custos, nem as medidas necessárias para evitar ou minorar este tipo de ocorrência, caraterizado pela necessidade de controlo da frequência/tensão, nomeadamente, medidas que consigam absorver energia reativa.

Segundo a REN "*ocorrendo desequilíbrios de produção/consumo de grande magnitude na Península Ibérica, o mais provável será o SEN continuar ligado ao sistema elétrico Espanhol e este separar-se dos sistemas elétricos da França e de Marrocos (ligações fracas entre sistema elétrico de Espanha com os de França e de Marrocos).*

"*Apesar dos deslastres realizados no SEN, a frequência não recuperou e o sistema elétrico acabou por colapsar*" o relatório não menciona, se o plano de deslastre é adequado em face deste tipo de ocorrência.

Existiram falhas nas duas centrais de arranque autónomo o que atrasou a reposição em serviço "Blackstart" em mais de 3 horas.

Assim, este evento provocou energia não fornecida ou não distribuída superior a 50 MWh, configura a classificação de evento excecional e de incidente de grande impacto, de acordo com o disposto na alínea c) do n.º6 do artigo 8.º conjugado com o artigo 16º do RQS, aprovado pelo Regulamento n.º 826/2023, de 28 de julho.

Lisboa, 3 de fevereiro de 2026

Paulo Carmona

Diretor-Geral



ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

Rua Dom Cristóvão da Gama, 1 – 3.º
1400 - 113 Lisboa
+352 213 033 200
erse@erse.pt
www.erse.pt