

Análise do Apagão Ibérico de 28 de abril de 2025: Causas, Implicações e Recomendações Técnicas

05.05.2025

1. Resumo Executivo

O apagão que afetou a Península Ibérica nos dias 28 e 29 de abril de 2025 representou uma perturbação sistémica de grande magnitude, caracterizada por uma rápida perda de geração, nomeadamente cerca de 15 GW em Espanha em apenas cinco segundos, e um impacto generalizado nos serviços essenciais em Espanha e Portugal. Embora a investigação detalhada sobre o gatilho exato do evento esteja ainda em curso sob a égide da ENTSO-E, a análise dos dados operacionais disponíveis aponta fortemente para uma condição de instabilidade do sistema elétrico, exacerbada por níveis criticamente baixos de inércia rotacional. Esta condição resultou de uma penetração instantânea excecionalmente elevada de produção solar fotovoltaica (PV), que atingiu cerca de 60% da procura espanhola no momento do incidente, deslocando a geração síncrona tradicional (hídrica, gás, nuclear) que fornece inércia ao sistema.

As explicações iniciais que atribuíam o evento a um "fenómeno atmosférico raro" foram rapidamente postas em causa por especialistas e subsequentemente refutadas ou desmentidas pelos operadores de rede, direcionando a análise para fatores intrínsecos à operação da rede elétrica. A vulnerabilidade do sistema a perturbações, devido à baixa inércia, parece ter sido um fator determinante na propagação e severidade do apagão.

A prevenção de eventos futuros desta natureza exige a implementação de soluções técnicas avançadas, como a tecnologia de inversores *Grid-Forming* (GFM) capazes de fornecer inércia sintética e outros serviços de estabilidade. Contudo, a sua adoção em larga escala enfrenta barreiras significativas, incluindo custos de investimento, a ausência de regulamentação técnica clara e harmonizada, e a falta de mecanismos de mercado que remunerem adequadamente estes serviços essenciais. Estratégias operacionais, como a gestão da produção renovável (curtailment), são atualmente utilizadas, mas representam uma solução subótima a longo prazo.

O apagão evidenciou lacunas nas políticas energéticas e nos quadros regulatórios, que não acompanharam o ritmo acelerado da integração de fontes renováveis intermitentes. Adicionalmente, levantou questões críticas sobre a segurança energética de Portugal, dada a sua dependência das interligações com Espanha e a forma como a perturbação se propagou.

Este relatório conclui com recomendações estratégicas focadas na necessidade urgente de atualizações técnicas (GFM, armazenamento, modernização da rede), reformas regulatórias e de mercado (códigos de rede, serviços de sistema), e um reforço da cooperação regional para garantir uma transição energética segura e fiável na Península Ibérica.

2. O Apagão Ibérico de abril de 2025: Anatomia de uma Perturbação Sistémica

2.1. Cronologia e Magnitude do Evento

A perturbação que levou ao apagão generalizado na Península Ibérica teve início por volta das 12:33 CET (Hora Central Europeia) do dia 28 de abril de 2025. O evento caracterizou-se por uma perda de geração elétrica extremamente rápida e de grande magnitude. Em Espanha, o sistema perdeu aproximadamente 15 GW de capacidade de geração em cerca de cinco segundos, o que equivalia a 60% da procura nacional nesse momento. Subsequentemente, registou-se uma perda adicional de 5 GW na rede portuguesa.

Relatos do operador da rede de transporte espanhola, Red Eléctrica (REE), indicam que o colapso foi precedido por dois "eventos de desconexão" distintos, ocorridos com um intervalo de aproximadamente 1,5 segundos entre si. Análises preliminares sugerem que o sistema elétrico conseguiu recuperar do primeiro evento, mas o segundo evento desencadeou a cascata que levou ao apagão.

O impacto geográfico foi vasto, afetando praticamente toda a Península Ibérica, incluindo Espanha continental, Portugal continental e Andorra, com repercussões também no sul de França. É de notar que os sistemas elétricos insulares espanhóis (Canárias e Baleares) e portugueses (Açores e Madeira), bem como Ceuta e Melilla, não foram afetados por esta perturbação.

As consequências foram severas e generalizadas. Os sistemas de transporte foram paralisados, incluindo comboios metropolitanos e de longo curso, e semáforos, causando caos na mobilidade. Falhas nas redes de comunicação móvel e fixa, bem como a indisponibilidade de caixas multibanco (ATMs), agravaram a situação. Voos foram cancelados ou sofreram atrasos significativos nos aeroportos de Lisboa, Porto e Faro. Hospitais mantiveram a operacionalidade recorrendo a geradores de emergência, mas milhares de passageiros ficaram retidos em comboios e outras infraestruturas, necessitando de operações de resgate. Foram também reportadas fatalidades associadas ao uso inadequado de geradores ou a falhas em equipamentos médicos dependentes de eletricidade.

O processo de restabelecimento do fornecimento elétrico foi gradual e complexo. Iniciou-se a meio da tarde do dia 28 de abril, mas a reposição completa da normalidade demorou quase 23 horas. Em Portugal, a REN (Redes Energéticas Nacionais) recorreu à capacidade de *black start* (arranque autónomo) das centrais de Tapada do Outeiro (ciclo combinado a gás) e Castelo de Bode (hídrica) para iniciar a realimentação da rede.

2.2. Respostas Oficiais e Investigações em Curso

Imediatamente após o evento, tanto a REE em Espanha como a REN em Portugal emitiram comunicados reconhecendo a severidade da perturbação e anunciando o início de investigações para apurar as causas.

O governo espanhol, liderado pelo Primeiro-Ministro Pedro Sánchez, declarou que nenhuma hipótese seria descartada inicialmente e prometeu uma investigação exaustiva para determinar as causas e evitar futuras ocorrências. Posteriormente, foi anunciada a

criação de uma comissão de investigação. A Ministra da Transição Ecológica espanhola solicitou aos operadores dados detalhados, ao nível do milissegundo, relativos aos cinco segundos críticos do evento.

Em Portugal, o Primeiro-Ministro Luís Montenegro anunciou a criação de uma comissão técnica independente para investigar o apagão, sublinhando que a origem do problema parece ter sido em Espanha.

A nível europeu, a ENTSO-E (Rede Europeia dos Operadores das Redes de Transporte de Eletricidade), em conformidade com a legislação europeia para incidentes desta gravidade, estabeleceu um Painel de Peritos. Este painel, composto por especialistas de operadores de rede não diretamente afetados e incluindo os operadores ibéricos, tem como mandato investigar as causas profundas do evento e produzir um relatório final com recomendações.

Embora a hipótese de um ciberataque tenha sido investigada, nomeadamente pelo Tribunal Superior de Espanha (Audiencia Nacional), foi preliminarmente descartada tanto pela REE como pelos centros nacionais de cibersegurança de ambos os países.

2.3. Avaliação das Explicações Iniciais

Nos momentos iniciais após o apagão, circularam notícias, atribuídas à REN portuguesa, que apontavam como causa um "fenómeno atmosférico raro" ou "vibração atmosférica induzida" provocada por variações extremas de temperatura no interior de Espanha, que teriam causado oscilações anómalas nas linhas de muito alta tensão (400 kV).

Contudo, esta explicação foi rapidamente questionada por especialistas da área da energia e, crucialmente, a REN veio posteriormente negar ter feito tal afirmação ou clarificar que a mesma lhe foi incorretamente atribuída. Adicionalmente, a Agência Estatal de Meteorologia de Espanha (AEMET) confirmou não ter detetado quaisquer fenómenos meteorológicos ou atmosféricos invulgares que pudessem justificar tal ocorrência.

A refutação desta hipótese inicial direcionou o foco da análise para causas internas ao sistema elétrico, relacionadas com a sua operação, estabilidade e as condições específicas de geração e consumo no momento da perturbação. A forma como a explicação inicial foi disseminada e depois corrigida evidencia as dificuldades de comunicação em situações de crise e o risco de conclusões precipitadas. Esta confusão inicial pode ter dificultado a compreensão pública do evento e alimentado especulações, desviando temporariamente a atenção das causas técnicas mais prováveis relacionadas com a dinâmica e estabilidade da própria rede elétrica.

Adicionalmente, o contraste marcante entre a rapidez do colapso do sistema (uma questão de segundos) e o tempo prolongado necessário para a sua completa restauração (quase 23 horas) e para a investigação das causas (que poderá demorar meses) sublinha a enorme complexidade das redes elétricas modernas. Demonstra que, enquanto os sistemas de proteção atuam quase instantaneamente para isolar falhas e proteger equipamentos, a compreensão da sequência exata de eventos que leva a um apagão generalizado exige uma análise forense minuciosa de grandes volumes de dados e das complexas interações entre múltiplos componentes, um processo temporalmente muito distinto da velocidade do próprio evento.

3. Análise da Causa Raiz: A Interligação entre Renováveis, Inércia e Condições da Rede

3.1. Dinâmica do Mix Energético Ibérico

Para compreender a vulnerabilidade do sistema no momento do apagão, é fundamental analisar a composição da geração elétrica na Península Ibérica por volta das 12:30 de 28 de abril de 2025. Dados de operadores e analistas indicam que a produção solar fotovoltaica em Espanha atingiu um pico excecional, contribuindo com aproximadamente 59-60% da eletricidade consumida. A energia eólica contribuía com cerca de 11-12%. A geração nuclear representava cerca de 11%, enquanto as centrais a gás (ciclo combinado) contribuía com uma percentagem menor, estimada entre 5% e 11%. Houve fontes que apresentaram valores ligeiramente diferentes (53% solar, 11% eólica, 15% nuclear+gás), mas a predominância solar é consensual. Notavelmente, a produção hídrica, uma fonte síncrona tradicional, estaria significativamente reduzida ou mesmo desligada, uma estratégia operacional por vezes necessária para acomodar a produção máxima de fontes renováveis não controláveis com prioridade de acesso à rede, como a solar PV.

Este cenário representava mais de 70% da geração proveniente de fontes baseadas em inversores (IBR - *Inverter-Based Resources*), como a solar e a eólica. Esta situação deve ser contextualizada no âmbito da rápida transição energética em Espanha, que visa 81% de eletricidade renovável até 2030 e tem visto um crescimento exponencial da capacidade solar fotovoltaica. Poucos dias antes do apagão, a 16 de abril, a rede espanhola tinha operado exclusivamente com fontes renováveis durante um dia inteiro pela primeira vez.

No que diz respeito aos fluxos de interligação, Portugal estava a importar eletricidade de Espanha no momento do incidente. Espanha, por sua vez, tem uma relação de intercâmbio complexa com França, sendo tipicamente importadora, mas com capacidade de exportação em certos períodos. Durante o evento, a interligação entre Espanha e França foi desligada devido à instabilidade da rede.

Tabela 3.1: Mix Energético Ibérico Instantâneo (Aprox. 12:30 PM, 28 de Abril de 2025)

| Fonte de Energia | Espanha (% da Procura Espanhola Aprox.) | Portugal (% da Procura Portuguesa Aprox.)* | Tipo de Geração | Contribuição para Inércia |
|-------------------------|---|--|-----------------|---------------------------|
| Solar Fotovoltaica (PV) | ~59-60% | N/A (Importando de Espanha) | IBR (GFL std.) | Nenhuma (intrínseca) |
| Eólica | ~11-12% | N/A (Importando de Espanha) | IBR (GFL std.) | Nenhuma (intrínseca) |
| Nuclear | ~11% | N/A (Importando de Espanha) | Síncrona | Sim |
| Gás (Ciclo Combinado) | ~5-11% | N/A (Importando de Espanha) | Síncrona | Sim |
| Hídrica | Muito reduzida / Offline | N/A (Importando de Espanha) | Síncrona | Sim |
| Importações/Exportações | Exportando para PT | Importando de ES | - | - |

**Nota: A geração exata em Portugal é menos relevante para a causa inicial, dado que a perturbação originou-se em Espanha e Portugal era importador. GFL std. refere-se a Grid-Following standard.*

A visualização deste mix energético instantâneo é crucial. Revela um sistema operando num estado de inércia rotacional muito baixa, devido à predominância massiva de IBRs (Inverter-Based Resources) (solar e eólica) e à reduzida contribuição das centrais síncronas (nuclear, gás, hídrica). Esta condição tornou a rede inerentemente mais vulnerável a qualquer perturbação.

3.2. A Física da Estabilidade da Rede: Inércia, Controlo de Frequência e RoCoF

A estabilidade dum sistema elétrico é a sua capacidade de recuperar um estado de equilíbrio operacional após sofrer uma perturbação física, mantendo a integridade do sistema. Um elemento fundamental para a estabilidade, particularmente da frequência, é a **inércia** do sistema. A inércia refere-se à energia cinética armazenada nas massas rotativas dos grandes geradores síncronos (presentes em centrais hídricas, térmicas a gás ou carvão, e nucleares) e, em menor grau, em alguns motores industriais.

Esta energia armazenada atua como a *primeira linha de defesa* contra desequilíbrios súbitos entre geração e consumo. Quando ocorre uma perda de geração (ou um aumento súbito da carga), os geradores síncronos, por inércia, resistem à desaceleração imediata, libertando parte da sua energia cinética na rede para compensar o défice de potência. Quanto maior a inércia total do sistema, maior a energia armazenada e mais lenta será a variação da frequência da rede.

O **controlo de frequência** visa manter a frequência da rede o mais próximo possível do valor nominal (50 Hz na Europa). Após uma perturbação, a resposta do sistema ocorre em várias etapas temporais:

1. **Resposta Inercial (Instantânea):** Libertação da energia cinética das massas rotativas, que abranda a queda inicial da frequência.
2. **Controlo Primário (Segundos):** Ajuste automático da potência de saída das centrais participantes (reserva primária) para estabilizar a frequência num novo valor (mas ainda desviado do nominal).
3. **Controlo Secundário (Minutos):** Ajuste coordenado da geração (reserva secundária ou AGC - *Automatic Generation Control*) para restaurar a frequência ao valor nominal e os fluxos de intercâmbio programados.

O **RoCoF (*Rate of Change of Frequency*)** mede a rapidez com que a frequência varia após uma perturbação (df/dt). Um sistema com baixa inércia apresentará um RoCoF mais elevado (uma queda ou subida de frequência mais rápida) para a mesma magnitude de desequilíbrio. RoCoFs elevados são perigosos porque podem ativar relés de proteção destinados a desligar equipamentos (geradores, cargas) para evitar danos, potencialmente levando a uma cascata de desligamentos e ao colapso do sistema. Alguns sistemas de proteção, como a proteção *Loss of Mains* em geração distribuída, são particularmente sensíveis a RoCoFs elevados.

As fontes de energia renovável como a solar fotovoltaica e a eólica, quando ligadas à rede através de inversores convencionais do tipo *Grid-Following* (GFL), não fornecem inércia intrinsecamente da mesma forma que as máquinas síncronas. Consequentemente, uma elevada penetração destas fontes leva a uma redução da

inércia global do sistema elétrico, tornando-o mais sensível a perturbações.

3.3. Avaliação da Hipótese de Baixa Inércia

A análise dos dados operacionais no momento do apagão suporta fortemente a hipótese de que a baixa inércia do sistema foi um fator crítico que contribuiu para a severidade e a extensão do evento. A combinação de ~60% de geração solar PV e ~12% de eólica resultou em mais de 70% da produção total proveniente de IBRs (Inverter-Based Resources). Isto implicou, necessariamente, uma contribuição muito reduzida das fontes síncronas (nuclear, gás e, especialmente, hídrica, que estaria largamente offline) e, por conseguinte, uma inércia sistémica significativamente diminuída.

Esta vulnerabilidade não era totalmente imprevista. A empresa-mãe da REE já tinha alertado, num relatório anual anterior, para os riscos de perturbações "severas" associados ao aumento da integração de renováveis na rede espanhola. Análises da ENTSO-E também já tinham abordado os desafios da estabilidade de frequência em cenários futuros de baixa inércia. A própria descrição do evento como um "camião TIR guiado com o dedo mindinho" capta a essência da fragilidade de um sistema com pouca capacidade intrínseca de resistir a desvios.

A sequência dos eventos é consistente com esta hipótese: a incapacidade do sistema em suportar o segundo evento de desconexão, ocorrido apenas 1,5 segundos após o primeiro, e o colapso subsequente e extremamente rápido são características de sistemas com baixa inércia, onde a frequência pode cair tão rapidamente (RoCoF elevado) que os controlos primários não têm tempo de atuar eficazmente e as proteções podem ser despoletadas em cascata. A falta de inércia tornou a rede extremamente sensível a qualquer perturbação, amplificando o seu impacto.

É importante notar que alguns intervenientes, como a presidente da REE, negaram que as renováveis fossem a única causa, enfatizando a necessidade de uma investigação completa. Outros especialistas argumentam que o problema reside mais na gestão da rede e na falta de adaptação da infraestrutura e dos regulamentos do que nas fontes renováveis em si. De facto, falhas em redes elétricas podem ocorrer independentemente do mix de geração.

No entanto, a avaliação ponderada da evidência disponível indica que, embora o *gatilho* específico da perturbação inicial necessite de confirmação pela investigação oficial, o *estado do sistema* (baixa inércia devido à elevada penetração de IBRs (Inverter-Based Resources) e reduzida geração síncrona) foi uma vulnerabilidade crítica. Esta condição preexistente tornou o sistema excepcionalmente frágil e propenso a um colapso de grande escala face a uma perturbação que, num sistema com maior inércia, poderia ter sido contida. Vários especialistas independentes corroboraram a ligação entre a baixa inércia e a magnitude do apagão. A natureza "estrutural" da causa, parece, portanto, uma avaliação pertinente. O facto deste cenário de risco ser conhecido ou, pelo menos, previsível com base nas tendências de integração de renováveis e na física dos sistemas de baixa inércia, levanta questões sobre a adequação do planeamento operacional e da avaliação de risco por parte dos operadores de rede para condições extremas como a que se verificou.

3.4. O Gatilho e a Cascata

A investigação oficial deverá clarificar o evento ou sequência de eventos que atuou como gatilho inicial. As informações da REE apontam para dois "eventos de desconexão" com origem no Sudoeste de Espanha, uma região com elevada concentração de parques solares fotovoltaicos. Dados da própria REE sugerem que a geração solar PV foi a que registou a maior perda de produção durante o incidente.

Embora a causa exata do gatilho permaneça por confirmar, várias hipóteses são consistentes com a vulnerabilidade de um sistema de baixa inércia operando com alta penetração solar:

- **Perda súbita dum grande parque solar:** Tal poderia ser causado por uma falha técnica interna ou pela passagem abrupta de nebulosidade sobre uma área concentrada de parques. A intermitência rápida associada a nuvens é uma característica conhecida da geração PV.
- **Falha numa linha de transmissão crítica:** Uma falha (curto-circuito) numa linha que escoasse uma grande quantidade de energia solar da região Sudoeste.
- **Mau funcionamento de sistemas de proteção:** Uma operação incorreta de relés ou outros equipamentos de controlo.

Independentemente do gatilho exato, a sequência da cascata parece mais clara. O primeiro evento causou uma perturbação inicial, provavelmente manifestada como oscilações de tensão e frequência. O segundo evento, ocorrendo apenas 1,5 segundos depois, atingiu um sistema já fragilizado e com capacidade de resposta diminuída. A baixa inércia significou que a frequência caiu muito rapidamente (RoCoF elevado), ultrapassando os limites de operação segura. Isto terá levado ao disparo de mais proteções, desligando outras centrais geradoras e potencialmente grandes blocos de carga. A desconexão da interligação com França, uma medida de proteção para evitar a propagação da instabilidade, isolou ainda mais a Península Ibérica. Em Portugal, os sistemas de proteção das centrais elétricas atuaram como esperado perante as flutuações de tensão provenientes de Espanha, desligando unidades e agravando o défice de geração local, o que consumou o apagão no país.

A confluência de uma condição de operação extrema (penetração solar recorde e inércia mínima) com uma perturbação (o gatilho) num sistema que ainda não dispõe das ferramentas tecnológicas e regulatórias totalmente adaptadas a esta nova realidade parece ter criado a "tempestade perfeita" que resultou no apagão. A predominância da geração solar PV no momento do evento (pico do meio-dia) sugere que o tipo específico e o perfil temporal das fontes IBR são fatores cruciais na análise de estabilidade, indicando que os desafios podem manifestar-se de forma diferente consoante a penetração renovável seja dominada por eólica (frequentemente noturna) ou solar (diurna).

4. Caminhos Técnicos para a Resiliência da Rede com Elevada Penetração de Renováveis

A transição para sistemas elétricos com elevada ou total penetração de fontes renováveis variáveis exige a adoção de novas tecnologias e estratégias operacionais para garantir a estabilidade e a fiabilidade da rede, compensando a perda de características intrínsecas das centrais síncronas tradicionais, como a inércia.

4.1. Suprir o Défice de Inércia: Inércia Sintética e Inversores Grid-

Forming (GFM)

Para compensar a redução da inércia rotacional natural, duas abordagens tecnológicas principais emergem:

- **Inércia Sintética:** Trata-se de uma funcionalidade de controlo implementada em IBRs (Inverter-Based Resources) (eólica, solar, armazenamento) que lhes permite emular a resposta inercial das máquinas síncronas. Estes sistemas detetam variações na frequência da rede (ou o seu RoCoF) e ajustam rapidamente a sua injeção de potência ativa para contrariar essa variação. Para tal, necessitam de ter acesso a uma reserva de energia, que pode provir de sistemas de armazenamento (como baterias), da energia cinética residual (no caso de turbinas eólicas com controlo adequado) ou operando ligeiramente abaixo da sua capacidade máxima disponível (curtailment).
- **Inversores Grid-Forming (GFM):** Representam uma mudança de paradigma em relação aos inversores *Grid-Following* (GFL), que constituem a vasta maioria das instalações atuais. Enquanto os inversores GFL necessitam de uma rede forte e estável para seguir a sua tensão e frequência, os inversores GFM são capazes de *criar* (ou *formar*) ativamente uma forma de onda de tensão estável na sua saída, funcionando como uma fonte de tensão controlável, de forma análoga a um gerador síncrono.

Os benefícios dos inversores GFM são significativos para redes com elevada penetração de IBRs (Inverter-Based Resources):

* **Fornecimento de Inércia Sintética:** Podem implementar algoritmos de controlo para fornecer uma resposta inercial robusta.

* **Contribuição para a Força da Rede (*Grid Strength*):** Ao atuarem como fontes de tensão, podem fornecer corrente de curto-circuito durante falhas e ajudar a manter a estabilidade da tensão, especialmente em áreas da rede com baixa força (fracas).

* **Operação Autónoma:** Podem operar em modo ilhado (isolado da rede principal) ou em redes muito fracas onde os inversores GFL teriam dificuldade em funcionar.

* **Capacidade de Black Start:** Alguns GFM, especialmente quando acoplados a baterias, podem ter a capacidade de iniciar a energização da rede após um apagão total. A tecnologia GFM é considerada crítica para viabilizar a operação segura de redes com 100% de IBRs (Inverter-Based Resources).

4.2. Tecnologia GFM: Capacidades, Estado e Desafios de Implementação

Os inversores GFM, através dos seus controlos avançados, podem fornecer não só inércia sintética, mas também resposta rápida de frequência (FFR - *Fast Frequency Response*), que é uma injeção ou absorção rápida de potência ativa para ajudar a conter desvios de frequência. Estão em curso trabalhos técnicos, como os desenvolvidos pelo operador de sistema australiano (AEMO), para definir metodologias de quantificação da contribuição inercial dos GFM.

Embora o conceito não seja novo, a tecnologia GFM está a ganhar tração globalmente. Vários fabricantes oferecem soluções GFM, e existem já algumas implementações, frequentemente em micro-redes, sistemas insulares ou projetos-piloto específicos.

Regiões como o Havai, a Austrália e a Grã-Bretanha estão a explorar ativamente ou mesmo a exigir capacidades GFM em novas instalações, especialmente de armazenamento.

No entanto, a sua implementação em larga escala enfrenta desafios consideráveis :

- **Custo:** A tecnologia GFM pode implicar atualizações de hardware e software mais complexas em comparação com os GFL, resultando potencialmente em custos de investimento mais elevados. A questão fundamental de "quem paga" por esta capacidade adicional, que beneficia todo o sistema, permanece largamente por resolver.
- **Normalização e Códigos de Rede:** A ausência de requisitos técnicos normalizados, protocolos de teste e especificações claras nos códigos de rede nacionais dificulta a adoção generalizada e cria incerteza para fabricantes e promotores. Esforços de normalização estão em curso em organismos como IEEE, VDE (Alemanha), ENTSO-E e AEMO. A observação na consulta sobre a existência de regulamentação europeia não aplicada em Espanha e Portugal aponta para esta lacuna.
- **Integração e Controlo:** Existe o potencial para interações adversas entre múltiplos controladores GFM na mesma rede ou entre controladores GFM e os sistemas de proteção existentes, podendo levar a instabilidades como ressonâncias. São necessárias ferramentas avançadas de modelação e simulação para estudar e mitigar estes riscos.
- **Mercado e Incentivos:** Faltam sinais de mercado claros ou mandatos regulatórios que valorizem e incentivem o fornecimento de capacidades GFM. Isto leva a um círculo vicioso onde os promotores optam pela tecnologia GFL mais barata, aumentando a dependência futura de soluções de remediação potencialmente mais caras (o "custo da inação").

Apesar da tecnologia GFM e os controlos de inércia sintética serem reconhecidos como soluções tecnicamente viáveis, a sua implementação está a ser travada por barreiras não técnicas. Existe uma desconexão crítica entre o potencial técnico e a criação de um ecossistema regulatório e de mercado que permita a sua adoção à escala e velocidade necessárias para acompanhar a transição energética.

4.3. Estratégias Operacionais para a Estabilidade: Curtailment, Reservas e Lições de Sistemas Isolados

Enquanto as soluções tecnológicas como GFM não estão massificadas, os operadores de sistema recorrem a estratégias operacionais para gerir a estabilidade em redes com elevada penetração de IBRs (Inverter-Based Resources):

- **Curtailment (Corte/Redução de Produção):** Consiste na redução intencional da produção de fontes renováveis (eólica, solar), mesmo quando o recurso primário está disponível. Isto pode ser necessário para:
 - Garantir que um número mínimo de centrais síncronas permanece online para fornecer inércia e capacidade de regulação de tensão.
 - Gerir congestionamentos na rede de transporte.
 - Manter o equilíbrio global entre geração e consumo.
- **Exemplo da Irlanda:** A Irlanda, que opera como uma ilha elétrica com elevada penetração eólica, utiliza limites operacionais como o SNSP (*System Non-Synchronous Penetration* - percentagem máxima de geração não síncrona

permitida em relação à procura) e recorre ao *curtailment* para manter a estabilidade. Têm também trabalhado no aumento dos limites de RoCoF admissíveis para permitir maior integração renovável. A prática de operar renováveis abaixo da capacidade máxima (ex: 60%) para manter uma reserva de regulação é outra estratégia relacionada.

- **Exemplo de Sistemas Insulares (Açores, Canárias):** Estes sistemas isolados enfrentam desafios de baixa inércia e elevada penetração renovável há mais tempo. Frequentemente, dependem de uma combinação de geração diesel (que fornece inércia), armazenamento em baterias (BESS), e sistemas de gestão de energia avançados (EMS) para garantir a estabilidade e maximizar o uso de renováveis. A hibridização de sistemas e o papel crucial do armazenamento são evidentes nestes casos. A observação sobre o diesel fornecer inércia nos Açores é um exemplo desta abordagem.
- **Margens de Reserva:** É essencial manter reservas de potência adequadas para lidar com contingências (perda súbita de uma grande central ou interligação). Em sistemas de baixa inércia, a rapidez da reserva é crucial. Para além da reserva rotativa tradicional (de unidades síncronas), reservas rápidas como a FFR fornecida por baterias tornam-se cada vez mais importantes.

Estas estratégias operacionais, como o *curtailment*, embora eficazes a curto prazo, representam uma ineficiência económica e ambiental, pois implicam o desperdício de energia limpa. O investimento em soluções tecnológicas como GFM e armazenamento oferece um caminho mais sustentável a longo prazo, permitindo maior utilização de renováveis, mas exige ultrapassar as barreiras de custo e regulamentação. O apagão ibérico pode funcionar como um catalisador para reavaliar este equilíbrio, priorizando investimentos em resiliência tecnológica. Os sistemas insulares, forçados a inovar mais cedo, servem como laboratórios valiosos, oferecendo lições e estratégias comprovadas para redes continentais que enfrentam desafios semelhantes.

4.4. A Necessidade de Modernização da Rede e Recursos de Flexibilidade

A integração segura e eficiente de níveis elevados de IBRs (Inverter-Based Resources) exige mais do que apenas inversores avançados. É necessária uma modernização abrangente da rede elétrica para lidar com fluxos de energia bidirecionais, maior variabilidade e a crescente eletrificação do consumo (veículos elétricos, bombas de calor).

Recursos de flexibilidade são essenciais neste novo paradigma:

- **Armazenamento de Energia:** Particularmente baterias (BESS), desempenham um papel multifacetado: são cruciais para acoplar com inversores GFM, fornecer FFR, gerir a intermitência diária (arbitragem de energia), e potencialmente fornecer inércia sintética. As projeções para a Península Ibérica indicam uma necessidade crescente de capacidade de armazenamento.
- **Gestão da Procura (*Demand Response*):** A capacidade de ajustar o consumo de eletricidade em resposta a sinais de preço ou necessidades da rede oferece outra fonte valiosa de flexibilidade para ajudar a equilibrar oferta e procura em tempo real.

Tabela 4.1: Comparativo de Soluções de Estabilidade para Elevada Penetração de IBRs

(Inverter-Based Resources)

| Solução | Mecanismo Principal | Benefícios Principais | Desafios / Custos | Estado/ Exemplos (Relevância Ibérica) |
|--|---|---|---|--|
| Inversores Grid-Forming (GFM) | Atua como fonte de tensão; controlo ativo de V & f | Inércia sintética, força da rede, operação em rede fraca/ilhada, black start possível | Custo superior a GFL, falta de normas/códigos, risco de interações, mercado ausente | Tecnologia emergente; pilotos/nichos (ilhas, Austrália, GB); Potencial elevado para Iberia |
| Controlo de Inércia Sintética (em GFL) | Ajuste rápido de P ativa em resposta a df/dt (requer reserva de energia/potência) | Melhora resposta inercial de IBRs (Inverter-Based Resources) existentes/novos | Eficácia depende do controlo/reserva; não resolve problemas de força da rede | Implementado em algumas eólicas; possível em PV/BESS; Normas em desenvolvimento |
| Condensadores Síncronos | Máquina síncrona sem motor primário; fornece inércia e regula tensão | Inércia real, força da rede (corrente de curto-circuito) | Custo de capital, perdas operacionais, espaço físico | Tecnologia madura; usada em redes fracas; opção para Iberia |
| Curtailment / Limites Operacionais | Redução da produção renovável; limites de penetração não síncrona (e.g., SNSP) | Mantém estabilidade com infraestrutura existente; controlo direto pelo operador | Perda de energia limpa, ineficiência económica, pode desencorajar investimento | Prática comum globalmente; usada na Irlanda ; Relevante para Iberia |
| Armazenamento (BESS) - FFR | Injeção/absorção muito rápida de P ativa em resposta a desvios de frequência | Resposta mais rápida que controlo primário tradicional; reduz necessidade de inércia | Custo de capital das baterias; degradação; necessidade de mercado para FFR | Crescimento rápido global; essencial para complementar GFM/inércia |
| Interligações | Partilha de reservas e diversidade de geração entre regiões/países | Redução de custos, aumento da fiabilidade (normalmente) | Propagação de perturbações (como no apagão); dependência | Essenciais para Iberia; reforço necessário mas insuficiente por si só |

Esta tabela resume as principais opções disponíveis, destacando que uma combinação de soluções tecnológicas e operacionais será provavelmente necessária para garantir a estabilidade da rede ibérica no futuro.

5. Navegando pelo Panorama Político, Regulatório e de Mercado

A integração bem-sucedida de elevadas quotas de energias renováveis não depende apenas de soluções técnicas, mas também de um quadro político, regulatório e de mercado adequado e adaptado aos novos desafios.

5.1. O Dilema da Transição Energética

A Península Ibérica, em linha com os objetivos europeus, estabeleceu metas ambiciosas para a descarbonização do seu setor elétrico. Espanha visa 81% de eletricidade renovável até 2030, com estudos a apontar para a viabilidade de um sistema 100% renovável até 2040. Portugal partilha ambições semelhantes. O apagão de 28 de abril de 2025, no entanto, expôs a tensão inerente a esta transição: a necessidade de implementar rapidamente fontes renováveis para cumprir metas climáticas e de segurança de abastecimento, por um lado, e a necessidade de garantir que a infraestrutura de rede, os regulamentos técnicos e os mecanismos de mercado evoluem em paralelo para manter a fiabilidade e a segurança do sistema, por outro. Acelerar a implementação de renováveis sem garantir simultaneamente a robustez da rede cria vulnerabilidades sistémicas.

5.2. Códigos de Rede Ibéricos e Requisitos de Ligação

Os Códigos de Rede (*Grid Codes*) são documentos regulatórios fundamentais que definem os requisitos técnicos e operacionais que as instalações de geração (e também de consumo e armazenamento) devem cumprir para se ligarem e operarem de forma segura na rede elétrica.

Na União Europeia, o Regulamento (UE) 2016/631 (RfG - *Requirements for Generators*) estabelece um quadro harmonizado para os requisitos de ligação de geradores. No entanto, este regulamento define alguns requisitos como "não exaustivos", deixando margem para os Estados-Membros especificarem ou adaptarem certos parâmetros a nível nacional.

- **Espanha:** A implementação do RfG e outros códigos de rede europeus foi feita através de legislação nacional, como o Real Decreto 647/2020 e a Ordem TED/749/2020. Estes documentos detalham requisitos para diferentes tipos de módulos de geração (A, B, C, D, dependendo da tensão de ligação e potência) em áreas como:
 - **Frequência:** Capacidade de operar dentro de faixas de frequência alargadas (ex: 47,5 Hz a 51,5 Hz na península) e por períodos definidos. Exigência de modos sensíveis à frequência (LFSM-O/U) para fornecer resposta ativa a desvios de frequência.
 - **Inércia Sintética:** A Ordem TED/749/2020 menciona a possibilidade de o proprietário de um módulo de parque elétrico propor um controlo de emulação de inércia, sujeito à aprovação do operador do sistema. Isto sugere que não é um requisito mandatório generalizado, mas sim uma possibilidade.
 - **Tensão:** Capacidade de suportar variações de tensão (*Voltage Ride-Through* - VRT) durante falhas na rede, permanecendo ligado e fornecendo corrente reativa para ajudar a suportar a tensão.
- **Portugal:** A transposição do RfG foi feita principalmente através da Portaria n.º 73/2020, que define os requisitos técnicos não exaustivos para a ligação de módulos de geração à Rede Elétrica de Serviço Público (RESP). A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) supervisiona a regulamentação, e a REN é o operador da rede de transporte. Os requisitos cobrem áreas semelhantes às de Espanha, mas podem existir diferenças nos parâmetros específicos ou na obrigatoriedade de certas funcionalidades.

Uma análise crítica destes códigos levanta questões sobre a sua adequação face aos desafios de um sistema de baixa inércia. A falta de requisitos explícitos e mandatórios

para capacidades avançadas como GFM ou níveis mínimos de resposta inercial sintética, particularmente para novas instalações de grande escala (Tipo C e D), representa uma lacuna significativa. A abordagem de deixar certas especificações como "não exaustivas" ou dependentes de aprovação caso a caso pode não ser suficientemente robusta para garantir a estabilidade sistémica à medida que a penetração de IBRs (Inverter-Based Resources) continua a aumentar. A análise comparativa sugere que pode haver uma falta de aplicação ou de exigência efetiva de certas capacidades previstas na regulamentação europeia. A Comissão Nacional dos Mercados e da Competência (CNMC) em Espanha e a ERSE em Portugal têm um papel crucial na atualização e fiscalização destes códigos.

Tabela 5.1: Requisitos Chave de Estabilidade nos Códigos de Rede (Espanha vs. Portugal - Comparativo Simplificado)

| Requisito | Espanha (Ref. Principal: Ord. TED/749/2020) | Portugal (Ref. Principal: Port. 73/2020) | Linha Base UE (RfG) | Comentário (Adequação/ Lacunas) |
|---|--|---|---------------------|---|
| Faixas de Frequência Operacional | Definidas (ex: 47.5-51.5 Hz península) | Definidas (harmonizadas com UE) | Sim | Adequado; harmonizado. |
| Modos Sensíveis à Frequência (LFSM-O/U) | Obrigatório para Tipos B, C, D; parâmetros definidos | Obrigatório; parâmetros definidos | Sim | Adequado; essencial para controlo primário. |
| Inércia Sintética / Emulação de Inércia | Possibilidade de propor controlo (sujeito a aprovação OS) para parques elétricos | Requisito não exaustivo; pode ser exigido pelo ORT | Não Mandatório | Lacuna Crítica: Falta de requisito mandatório claro e quantificado. Dependência de aprovação caso a caso é insuficiente para garantia sistémica. |
| Resposta Rápida de Frequência (FFR) | Não explicitamente definido como requisito separado (pode estar implícito em LFSM) | Não explicitamente definido como requisito separado | Não Mandatório | Lacuna: FFR é um serviço distinto e valioso em baixa inércia; deveria ser especificado e potencialmente remunerado. |
| Suporte a Cavas de Tensão (VRT) | Obrigatório (LVRT/HVRT); perfis definidos | Obrigatório; perfis definidos | Sim | Adequado; essencial para estabilidade de tensão. |
| Capacidade Grid-Forming (GFM) | Não exigido explicitamente nos regulamentos gerais de ligação | Não exigido explicitamente nos regulamentos gerais de ligação | Não Mandatório | Lacuna Crítica: Ausência de requisitos GFM, apesar da sua importância reconhecida para futuras redes com alta penetração de IBRs (Inverter- |

| Requisito | Espanha (Ref. Principal: Ord. TED/749/2020) | Portugal (Ref. Principal: Port. 73/2020) | Linha Base UE (RfG) | Comentário (Adequação/Lacunas) |
|-----------|--|---|---------------------|--------------------------------|
| | | | | Based Resources). |

Esta comparação evidencia que, embora os requisitos básicos de frequência e tensão estejam alinhados com a regulamentação europeia, existem lacunas significativas nos códigos de rede ibéricos relativamente a capacidades avançadas essenciais para a estabilidade em sistemas de baixa inércia, como a inércia sintética mandatoria e a capacidade GFM. Este desfasamento regulatório contribui para a vulnerabilidade do sistema.

5.3. Desenho de Mercado para Serviços de Sistema

Historicamente, serviços essenciais para a estabilidade da rede, como a inércia e a regulação primária de frequência, eram fornecidos inerentemente pelas grandes centrais síncronas e não eram explicitamente transacionados ou remunerados nos mercados de eletricidade. Eram considerados um subproduto da geração de energia.

Com a crescente penetração de IBRs (Inverter-Based Resources), que não fornecem estas características por defeito, torna-se imperativo que estes **Serviços de Sistema** (ou Serviços Auxiliares) sejam definidos como produtos explícitos, com requisitos técnicos claros e mecanismos de mercado que permitam a sua contratação e remuneração. Isto inclui serviços como:

- Controlo de frequência (primário, secundário, terciário)
- Inércia (ou resposta inercial sintética)
- Resposta Rápida de Frequência (FFR)
- Regulação de tensão e fornecimento de potência reativa
- Contribuição para a corrente de curto-circuito (força da rede)
- Capacidade de Black Start

A avaliação dos mercados ibéricos (geridos pela OMIE para o mercado diário/intradiário e pelos operadores de sistema REE e REN para os serviços de sistema) sugere que os mecanismos para a contratação específica de inércia, FFR ou capacidades GFM estão ainda subdesenvolvidos ou ausentes. Embora existam mercados para reservas de regulação (primária, secundária), estes não capturam adequadamente o valor da inércia ou das capacidades GFM. Exemplos internacionais, como o programa *Stability Pathfinder* na Grã-Bretanha, demonstram abordagens de mercado para contratar serviços de estabilidade como a força da rede.

A ausência de mecanismos de mercado claros e de uma definição transparente sobre a **alocação de custos** para a implementação de capacidades avançadas nos IBRs (Inverter-Based Resources) (como GFM) ou para compensar a redução de produção (*curtailment*) cria uma barreira económica significativa. Os promotores renováveis hesitam em investir em funcionalidades extra se não houver garantia de recuperação do custo ou remuneração pelo serviço prestado. Por outro lado, os operadores de sistema necessitam destas capacidades para garantir a segurança. Este desalinhamento económico fundamental entre os objetivos dos produtores e as necessidades do sistema dificulta a adoção das soluções técnicas necessárias.

5.4. Perspetivas dos Intervenientes

Diferentes atores no setor energético têm perspetivas distintas sobre o apagão e as suas implicações:

- **Associações de Energias Renováveis:** Organizações como a APREN em Portugal e a UNEF em Espanha representam os interesses dos produtores renováveis. A UNEF, por exemplo, emitiu uma declaração após o apagão defendendo a energia solar, rejeitando culpas simplistas e enfatizando a necessidade de modernização da rede e de não reverter a aposta nas renováveis. A consulta sugere uma potencial resistência por parte de alguns produtores em aceitar custos adicionais para tecnologias de mitigação (como GFM/inércia sintética) ou em aceitar reduções de produção (*curtailment*). (*Nota: Não foram encontradas posições específicas da APREN sobre o apagão*).
- **Operadores de Rede (REE, REN):** A sua prioridade máxima é a segurança e fiabilidade do sistema elétrico. A REE, embora negando que as renováveis fossem a única causa do apagão, reconheceu a necessidade de investigar a fundo os eventos. A sua perspetiva é dominada pela necessidade de manter a estabilidade operacional face a um mix de geração em rápida mudança.
- **Debate Político:** O apagão tornou-se rapidamente um tema de confronto político. Partidos da oposição em Espanha criticaram a gestão do governo socialista, associando o evento à política de transição energética e ao encerramento planeado de centrais nucleares, por vezes usando termos como "fanatismo climático". O governo e os seus apoiantes defenderam a transição, apontando para a complexidade do evento e a necessidade de investimentos na rede. Esta politização imediata, muitas vezes baseada em informações incompletas ou incorretas (como a hipótese atmosférica inicial), arrisca obscurecer a análise técnica necessária e dificultar a construção de consensos sobre as soluções regulatórias e de investimento necessárias para reforçar a resiliência da rede.

6. Implicações para a Segurança Energética de Portugal

O apagão de 28 de abril de 2025 teve implicações particulares para Portugal, realçando a sua interdependência energética com Espanha e levantando questões sobre a resiliência da sua própria rede nacional.

6.1. Interdependência e Vulnerabilidade

No momento da perturbação inicial em Espanha, Portugal estava a importar uma quantidade significativa de eletricidade através das interligações. A instabilidade gerada na rede espanhola (flutuações de tensão e frequência) propagou-se rapidamente para Portugal. Como resultado, os sistemas de proteção das centrais elétricas portuguesas atuaram corretamente para proteger os equipamentos, desligando unidades geradoras. Este desligamento em cascata, combinado com a perda da importação de Espanha, levou ao colapso do sistema elétrico português.

Este evento demonstrou de forma clara a vulnerabilidade direta de Portugal a perturbações originadas na rede espanhola. Embora as interligações entre países sejam,

em geral, benéficas para a integração de mercados, partilha de reservas e otimização da operação, também funcionam como um vetor de propagação de instabilidades em caso de eventos severos. A forte dependência de Portugal das importações de Espanha naquele momento específico exacerbou o impacto do apagão no território nacional. Análises comparativas de sistemas elétricos sugerem que sistemas peninsulares como o Ibérico ou o italiano, ou sistemas insulares como o da Grã-Bretanha ou Irlanda, podem ser inerentemente mais vulneráveis a desequilíbrios internos do que sistemas mais densamente interligados no centro da Europa. Isto deve-se a uma menor capacidade de receber apoio síncrono de redes vizinhas. Nestes sistemas, a flexibilidade e a resiliência internas são ainda mais cruciais. O apagão funcionou como uma demonstração prática desta vulnerabilidade para a Península Ibérica, e em particular para Portugal, enquanto parceiro dependente no momento do evento. A interligação, neste caso, funcionou como uma "espada de dois gumes", transmitindo a vulnerabilidade.

6.2. Considerações Estratégicas para a Autonomia e Resiliência da Rede Nacional

A experiência do apagão levanta a questão sobre se Portugal deveria procurar uma maior autonomia da sua rede elétrica face a Espanha. No entanto, uma análise estratégica deve ponderar cuidadosamente os custos e benefícios. Atingir uma autonomia completa seria provavelmente muito dispendioso e tecnicamente complexo, implicando a construção de uma capacidade de geração e reserva interna massiva para cobrir todas as contingências, perdendo os benefícios económicos da integração no mercado ibérico (MIBEL) e europeu.

Em vez de focar exclusivamente na "autonomia", que pode ser irrealista ou ineficiente, a prioridade estratégica para Portugal deveria ser o reforço da **resiliência interna** da sua própria rede. Isto significa desenvolver a capacidade do sistema elétrico português para suportar melhor os choques externos transmitidos através das interligações, bem como as perturbações internas. Tal implica :

- **Garantir Níveis Adequados de Inércia Interna:** Seja através da manutenção de um mínimo de geração síncrona ou, preferencialmente, através da exigência de capacidades de inércia sintética em novas instalações renováveis e de armazenamento.
- **Desenvolver Reservas Rápidas:** Investir em recursos de resposta rápida, como baterias que forneçam FFR, para ajudar a conter desvios de frequência.
- **Adotar Tecnologias Avançadas:** Incentivar ou exigir a utilização de inversores GFM em novas instalações chave (grandes parques, armazenamento) para reforçar a estabilidade da tensão e frequência.
- **Reforçar o Quadro Regulatório Nacional:** Atualizar o código de rede português (gerido pela ERSE) para incluir requisitos técnicos mais exigentes relativamente a serviços de estabilidade, indo além dos mínimos europeus se necessário.
- **Melhorar as Ferramentas de Operação da REN:** Dotar o operador da rede de transporte português (REN) de ferramentas avançadas de monitorização, previsão e controlo para gerir um sistema com menos inércia e mais variabilidade.

O objetivo não deve ser o isolamento, mas sim a construção duma rede nacional robusta que possa beneficiar das interligações sem ser excessivamente vulnerável às

perturbações que possam ocorrer nos países vizinhos. Trata-se de complementar a cooperação regional com o reforço da capacidade interna.

7. Recomendações Estratégicas e Perspetivas Futuras

O apagão ibérico de abril de 2025, embora disruptivo, oferece lições valiosas e serve como um catalisador para acelerar a adaptação dos sistemas elétricos à realidade da elevada penetração de energias renováveis. Para garantir uma transição energética segura e fiável na Península Ibérica, é necessária uma abordagem multifacetada que combine avanços tecnológicos, reformas regulatórias e de mercado, e uma melhor coordenação operacional. As seguintes recomendações estratégicas são propostas:

7.1. Imperativos Técnicos

- **Acelerar a Implementação de Inversores Grid-Forming (GFM):** É crucial que os reguladores em Espanha e Portugal estabeleçam requisitos claros, mandatórios ou fortemente incentivados, para a incorporação de capacidades GFM, especialmente em novas instalações de armazenamento de energia em baterias (BESS) e, potencialmente, em novos parques eólicos e solares de grande dimensão. A implementação deve ser priorizada em áreas da rede com menor força ou maior penetração de IBRs (Inverter-Based Resources).
- **Desenvolver Normas para Inércia Sintética:** É necessário definir normas técnicas claras e protocolos de teste robustos para quantificar e verificar a prestação de inércia sintética por parte dos IBRs (Inverter-Based Resources), baseando-se em trabalhos como os do AEMO. Isto dará clareza a fabricantes e operadores.
- **Investir na Modernização da Rede:** São necessários investimentos contínuos na modernização da rede de transporte e distribuição, incluindo o reforço de linhas, a instalação de tecnologias de compensação (como condensadores síncronos onde apropriado), e a implementação de sistemas avançados de monitorização e controlo em tempo real, como PMUs (*Phasor Measurement Units*) e ferramentas de avaliação dinâmica da estabilidade.
- **Melhorar a Previsão:** Reforçar a capacidade de previsão da produção renovável variável (solar, eólica) e da carga líquida (carga menos produção renovável) é essencial para antecipar períodos de baixa inércia e elevado risco, permitindo aos operadores tomar medidas preventivas.
- **Implementar Armazenamento Estratégico:** O planeamento energético deve incluir e incentivar ativamente a instalação de capacidade de armazenamento de energia (principalmente BESS) em locais estratégicos, não só para arbitragem de energia, mas explicitamente para fornecer serviços de rede essenciais como FFR e suporte à inércia/GFM.

7.2. Ações Políticas e Regulatórias

- **Reforçar os Códigos de Rede:** Os reguladores nacionais (CNMC em Espanha, ERSE em Portugal) devem rever e atualizar urgentemente os códigos de rede para incluir requisitos explícitos e mandatórios para capacidades GFM e/ou níveis mínimos de resposta inercial sintética, diferenciados por tipo e dimensão da

instalação. A verificação rigorosa do cumprimento destes requisitos antes da ligação à rede é fundamental. As lacunas deixadas pelos requisitos não exaustivos da UE devem ser preenchidas a nível nacional.

- **Criar Mercados para Serviços de Fiabilidade:** É imperativo desenvolver mecanismos de mercado transparentes e eficazes que remunerem adequadamente a prestação de serviços essenciais à fiabilidade, como inércia, FFR, força da rede e capacidade GFM, fornecidos por IBRs (Inverter-Based Resources) e armazenamento. A questão da alocação de custos ("quem paga?") deve ser abordada de forma clara para desbloquear o investimento.
- **Melhorar a Coordenação Transfronteiriça e Europeia:** Reforçar a coordenação operacional, a partilha de dados em tempo real e o planeamento conjunto entre a REE e a REN, e no âmbito da ENTSO-E, é vital para gerir as condições de baixa inércia e a estabilidade transfronteiriça de forma mais eficaz.
- **Rever Limites Operacionais:** Os operadores de sistema (REE, REN) devem reavaliar e, se necessário, adaptar os limites operacionais utilizados para garantir a segurança em tempo real (ex: número mínimo de unidades síncronas online, limites de penetração não síncrona como o SNSP irlandês), procurando um equilíbrio ótimo entre a segurança do sistema e a máxima utilização das fontes renováveis.

7.3. Visão de Longo Prazo

- **Planeamento Proativo:** A estabilidade dinâmica e os requisitos de inércia devem ser integrados explicitamente nos estudos de planeamento da expansão da rede de transporte e da geração a longo prazo, abandonando abordagens puramente estáticas. O planeamento deve antecipar as necessidades dum sistema com níveis muito elevados ou mesmo 100% de IBRs (Inverter-Based Resources).
- **Investigação e Desenvolvimento (I&D):** É necessário continuar a apoiar a I&D em áreas como controlos GFM avançados, técnicas de integração de IBRs (Inverter-Based Resources) em redes fracas, ferramentas de simulação e análise de estabilidade para sistemas 100% baseados em inversores, e novas formas de armazenamento de longa duração.
- **Diálogo entre Intervenientes:** Promover um diálogo construtivo e baseado em evidência técnica entre decisores políticos, reguladores, operadores de sistema, promotores de energias renováveis, indústria e consumidores é essencial para construir um consenso sobre o caminho a seguir e garantir que a transição energética na Península Ibérica é não só rápida, mas também segura e fiável para todos.

Em suma, o apagão ibérico não deve ser visto como um argumento contra as energias renováveis, mas sim como uma demonstração contundente da necessidade de gerir a transição energética de forma holística e proativa. As soluções técnicas existem ou estão a emergir rapidamente; o desafio reside agora em criar os quadros regulatórios, de mercado e de planeamento que permitam a sua implementação atempada e eficaz. A inação ou a reação tardia, como evidenciado pelo "custo da inação", acarretam riscos inaceitáveis para a segurança e a economia da Península Ibérica. A abordagem futura deve ser proativa, integrando a resiliência e a estabilidade como pilares fundamentais desde o início do planeamento e da implementação de novos recursos energéticos.

Trabalhos citados

1. Spain and Portugal investigate cause of huge power blackout | AP ..., <https://apnews.com/article/spain-portugal-power-outage-electicity-533832bb4ceae92eaa68c23dc0b5db18>
2. Q&A: What we do – and do not – know about the blackout in Spain and Portugal, <https://www.carbonbrief.org/qa-what-we-do-and-do-not-know-about-the-blackout-in-spain-and-portugal/>
3. Iberian Black-out: ENTSO-E congratulates Red Electrica and REN for the rapid recovery of the electricity systems of Portugal and Spain, and establishes an Expert Panel to investigate the incident, <https://www.entsoe.eu/news/2025/05/01/iberian-black-out-entso-e-congratulates-red-electrica-and-ren-for-the-rapid-recovery-of-the-electricity-systems-of-portugal-and-spain-and-establishes-an-expert-panel-to-investigate-the-incident/>
4. Europe's massive blackout a warning sign for US grid - E&E News ..., <https://www.eenews.net/articles/europes-massive-blackout-a-warning-sign-for-us-grid/>
5. Spain and Portugal Blackout Exposes Supply Chain Fragility ..., <https://supplychaindigital.com/supply-chain-risk-management/why-did-spain-and-portugal-lose-power>
6. Spain, Portugal seek answers following massive power outage - American Nuclear Society, <https://www.ans.org/news/article-6996/spain-portugal-seek-answers-following-massive-power-outage/>
7. Mysterious Climate Issue Causes Iberian Blackout | NordSip, <https://nordsip.com/2025/04/30/mysterious-climate-issue-causes-iberian-blackout/>
8. Grid-Forming Inverter Technology for Enabling More Integration of ..., <https://ieeepes.org/trending-tech/grid-forming-inverter-technology-for-enabling-more-integration-of-renewables/>
9. Grid Forming Inverters: A Review of the State of the Art of Key ... - MDPI, <https://www.mdpi.com/1996-1073/15/15/5517>
10. www.esig.energy, <https://www.esig.energy/wp-content/uploads/2022/03/ESIG-GFM-report-2022.pdf>
11. Requirements for New Grid Codes: A Review in Spain and Portugal | RE&PQJ, <https://repqj.com/index.php/repqj/article/view/360>
12. Requirements for New Grid Codes: A Review in Spain & Portugal - ResearchGate, https://www.researchgate.net/publication/363190335_Requirements_for_New_Grid_Codes_A_Review_in_Spain_Portugal
13. Annual Renewable Energy Constraint and Curtailment Report 2022 - | Eirgrid, <https://cms.eirgrid.ie/sites/default/files/publications/Annual-Renewable-Constraint-and-Curtailment-Report-2022-V1.0.pdf>
14. Best Practice Webinar: Grid practices advancing renewables-based electrification, <https://renewables-grid.eu/activities/events/detail/news/best-practice-webinar-grid-practices-advancing-renewables-based-electrification.html>
15. Requirements for New Grid Codes: A Review in Spain & Portugal - International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ), <https://www.icrepq.com/icrepq22/304-22-villena.pdf>
16. BOE-A-2020-8965 Orden TED/749/2020, de 16 de julio, por la que se establecen los requisitos técnicos para la conexión a la red necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión., <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2020-8965>
17. Scale, Speed of Spain, Portugal Power Outage Raises Concerns - Rigzone, https://www.rigzone.com/news/scale_speed_of_spain_portugal_power_outage_raises_concerns-30-apr-2025-180383-article/

18. Power being restored to Portugal and Spain as focus turns to cause of outage, <https://www.smart-energy.com/industry-sectors/energy-grid-management/power-being-restored-to-portugal-and-spain-as-focus-turns-to-cause-of-outage/amp/>
19. Generation Gap: Iberia Unplugged - FEE, <https://fee.org/articles/generation-gap-iberia-unplugged/>
20. Europe Power Outage Caused by 'Rare Atmospheric Phenomenon,' Company Says, <https://www.newsweek.com/europe-power-outage-cause-atmospheric-phenomenon-2065094>
21. Electricity returning after major power outage in parts of Spain and Portugal halts travel and communications | KMMO - Marshall, MO, <https://www.kmmo.com/2025/04/29/electricity-returning-after-major-power-outage-in-parts-of-spain-and-portugal-halts-travel-and-communications/>
22. Apagón en la península ibérica de 2025 - Wikipedia, la enciclopedia libre, https://es.wikipedia.org/wiki/Apag%C3%B3n_en_la_pen%C3%ADnsula_ib%C3%A9rica_de_2025
23. Así fue el apagón eléctrico del 28 de abril 2025 que dejó a España sin luz durante casi 10 horas - Onda Cero, https://www.ondacero.es/noticias/sociedad/directo-corte-luz-espana-todo-apagon-nacional_20250428680f5c2be52da91ed5321517.html
24. Última hora del apagón de luz en España, hoy: causas del corte, red eléctrica y transportes, https://www.elconfidencial.com/espana/2025-04-28/directo-cortes-luz-espana-portugal_4117946/
25. What we know about power outage in Spain, Portugal | Energy News - Al Jazeera, <https://www.aljazeera.com/news/2025/4/29/what-we-know-about-power-outage-in-spain-portugal>
26. Spain's grid denies renewable energy to blame for massive blackout | News | Al Jazeera, <https://www.aljazeera.com/news/2025/4/30/spains-grid-denies-renewable-energy-to-blame-for-massive-blackout>
27. Spain-Portugal blackout: What is 'induced atmospheric vibration' and how microgrids help, <https://www.recessarry.com/en/news/world-technology/spain-portugal-blackout-induced-atmospheric-vibration>
28. Key developments in electricity wholesale markets - 2024 MMR - acer.europa.eu, https://acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/ACER_2024_MMR_Key_developments_electricity.pdf
29. Carbon Emissions and Renewables' Share in the Future Iberian ..., <https://www.mdpi.com/2411-5134/7/1/4>
30. Definition and Classification of Power System Stability - Iowa State University, <https://home.engineering.iastate.edu/~jdm/ee554/TermsDefinitions2004.pdf>
31. Definition and Classification of Power System Stability IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions | Request PDF - ResearchGate, https://www.researchgate.net/publication/3267102_Definition_and_Classification_of_Power_System_Stability_IEEE_CIGRE_Joint_Task_Force_on_Stability_Terms_and_Definitions
32. www.engr.colostate.edu, https://www.engr.colostate.edu/ECE566/Slides/ECE566_Week15_LectureSlides.pdf
33. DOE ESHB Chapter 19 Stability Analysis of Energy Storage Integration in Power Systems - Sandia National Laboratories, https://www.sandia.gov/app/uploads/sites/163/2022/05/ESHB_Ch19_Stability-Analysis_Tamrakar.pdf
34. Inertia and the Power Grid: A Guide Without the Spin - NREL, <https://www.nrel.gov/docs/fy20osti/73856.pdf>
35. C2 - Inertia Measurements in the GB Power System used for Operations and Planning Improvements | CSE, <https://cse.cigre.org/cse-n027/c2-inertia-measurements-in-the-gb-power-system-used-for-operations-and-planning-improvements.html>

36. The Iberian Blackout: blaming solar and wind power for the outage misses the mark. If anything, this crisis highlights the urgent need for smarter energy infrastructure—not less renewable power - Reddit, https://www.reddit.com/r/OptimistsUnite/comments/1kc3kfq/the_iberian_blackout_blaming_solar_and_wind_power/
37. Placement and Implementation of Grid-Forming and Grid-Following Virtual Inertia and Fast Frequency Response - arXiv, <https://arxiv.org/pdf/1807.01942>
38. Quantifying Synthetic Inertia of a Grid-forming Battery Energy Storage System – Technical Note, <https://aemo.com.au/-/media/files/initiatives/engineering-framework/2024/quantifying-synthetic-inertia-from-gfm-bess.pdf?la=en>
39. A Comprehensive Review on Grid-forming Inverter: Potential and Future Trends | Majlesi Journal of Electrical Engineering - OICC Press, <https://oiccpres.com/Majlesi-Journal-of-Electrical-Engineering/article/a-comprehensive-review-on-grid-forming-inverter-potential-and-future-trends/>
40. Annual Renewable Energy Constraint and Curtailment Report 2021 - | Eirgrid, <https://cms.eirgrid.ie/sites/default/files/publications/Annual-Renewable-Constraint-and-Curtailment-Report-2021-V1.0.pdf>
41. Pathways to 100% Renewable Energy in Island Systems: A Systematic Review of Challenges, Solutions Strategies, and Success Cases - MDPI, <https://www.mdpi.com/2227-7080/13/5/180>
42. Grid energy solution allows island in the Azores to increase the use of renewables from 15% to 65% - Envirotec Magazine, <https://envirotecmagazine.com/2020/02/25/grid-energy-solution-allows-island-in-the-azores-to-increase-the-use-of-renewables-from-15-to-65/>
43. Contents | IET Conference Proceedings 2024, 2, <https://digital-library.theiet.org/toc/icp/2024/2>
44. Graciosa Island's Hybrid Energy System Expansion Scenarios: A Technical and Economic Analysis - Journal of Sustainability Research, https://sustainability.hapres.com/htmls/JSR_1574_Detail.html
45. POWERFACTS - ENTSO-e, https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/Publications/ENTSO-E%20general%20publications/ENTSO-E_PowerFacts_2019.pdf
46. Relatório Consulta Pública - PNE 2050 - Empresa de Pesquisa Energética - EPE, https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-523/PNE_2050_Relatorio_Consulta_Publica.pdf
47. BOE-A-2020-7439 Real Decreto 647/2020, de 7 de julio, por el que se regulan aspectos necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión de determinadas instalaciones eléctricas., <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2020-7439>
48. Preguntas frecuentes - Red Eléctrica, <https://www.ree.es/es/clientes/generador/puesta-en-servicio-de-nuevas-instalaciones/faqs>
49. Networks Operation - ERSE, <https://www.erse.pt/en/activities/regulations-electricity/networks-operation/>
50. La CNMC aprueba las especificaciones de detalle para la capacidad de acceso de generación a las redes de electricidad, <https://www.cnmc.es/prensa/res-especificaciones-detalle-20240705>
51. Sobre la caída del sistema eléctrico el 28 de abril de 2025 - Suelo Solar, <https://suelosolar.com/noticias/electricidad-apagon/espana/30-4-2025/sobre-caida-sistema-electrico-28-abril-2025>
52. Giro VEJA | The first step is taken to open the INSS CPI - YouTube, <https://www.youtube.com/watch?v=fkuVUS9EK9c>

53. Um apagão no meio de um problema maior: "Passámos de uma dependência da Rússia para uma dependência da China" - CNN Portugal,
<https://cnnportugal.iol.pt/apagao/dependencia-energetica/um-apagao-no-meio-de-um-problema-maior-passamos-de-uma-dependencia-da-russia-para-uma-dependencia-da-china/20250503/68154787d34e3f0bae9da690>
54. Cenários para o Desenvolvimento de Eólica Offshore no Brasil - World Bank Documents and Reports,
<https://documents1.worldbank.org/curated/en/099071824152529105/pdf/P1790301b6823207e188d51b18681968535.pdf>
55. expert reaction to power outages across Spain and Portugal | Science Media Centre,
<https://www.sciencemediacentre.org/expert-reaction-to-power-outages-across-spain-and-portugal/>