

2^o CICS

CONGRESSO
INTERNACIONAL
CIÊNCIA E SOCIEDADE

Educação e Pesquisa como
caminho para pacificação global

TRABALHOS
PREMIADOS
2025



CENTRO UNIVERSITÁRIO
SANTO AGOSTINHO





TRABALHOS PREMIADOS 2025





CENTRO UNIVERSITÁRIO SANTO AGOSTINHO – UNIFSA
PRÓ-REITORIA DE ENSINO
DIRETORIA DE ENSINO
NÚCLEO DE PUBLICAÇÕES ACADÊMICAS - NPA

Supervisão Editorial: Ana Kelma Cunha Gallas
Diagramação: Edson Rodrigues Cavalcante
Design Gráfico e artes: Ana Kelma Cunha Gallas
Capa: Odrânio Rocha
TI OMP Books: Eliezyo Silva



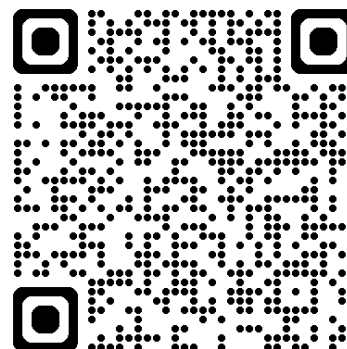
LESTU EDITORA, CONSULTORIA E
COMUNICAÇÃO LTDA
Contato: editora@lestu.org
Site: www.lestu.com.br
Livraria: www.lestu.org

Este título possui uma licença *Creative Commons Attribution-NonCommercial-NoDerivatives 4.0 International* (CC BY-NC-ND 4.0).

A íntegra dessa licença pode ser acessada:
<https://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/legalcode.pt>

© 2025 UNIFSA/LESTU

Todos os capítulos deste livro foram submetidos, aprovados e apresentados no 2º Congresso Internacional Ciência e Sociedade, realizado pelo Centro Universitário Santo Agostinho de 4 a 8 de novembro de 2025, sendo selecionados como os melhores trabalhos apresentados em Grupos Temáticos do evento.



FICHA CATALOGRÁFICA

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)

T279 GALLAS, Ana Kelma Cunha; GOMES, Alisson Dias; CRONEMBERGER, Izabel Herika Gomes Matias; LIRA E SILVA, Antonieta; OLIVEIRA, Edjôfre Coelho de; SILVA, Indira Maria de Melo Lira Pereira da (ORGs.).

Trabalhos premiados no 2º Congresso Internacional Ciência e Sociedade: Educação e Pesquisa como caminho para a pacificação global. Teresina: Centro Universitário Santo Agostinho (UNIFSA); Editora Lestu, 2025.

432 p. *online*.

ISBN: 978-65-85729-14-7

DOI: doi.org/10.51205/lestu.978-65-85729-14-7

Disponível em: <https://lestu.org/books/>

1. Congresso Internacional Ciência e Sociedade. 2. Pesquisa. 3. Inovação. 4. Sustentabilidade. 5. Ciência e Sociedade. I. Autores. IV. Congresso Internacional Ciência e Sociedade (2. : 2025 : Teresina, PI).

CDD: 370

28

DESEMPENHO DO SUBSISTEMA NORDESTE FRENTE À PERTURBAÇÃO ELÉTRICA DE 2023¹

*PERFORMANCE OF THE NORTHEAST SUBSYSTEM IN THE FACE OF THE 2023 ELECTRICAL
DISRUPTION*

Ana Beatriz Macêdo Brito – UNIFSA²
Fábio Eduardo Leite - UNIFSA³

¹ Trabalho apresentado nos GTS unificados 40 e 41 do 2º Congresso Internacional Ciência e Sociedade (2º CICS 2025), promovido pelo Centro Universitário Santo Agostinho, de 04 a 08 de novembro de 2025, em Teresina-PI.

² Graduanda em Bacharelado em Engenharia Elétrica, Centro universitário Santo Agostinho - UNIFSA. Email: amacedobrito@gmail.com

³ Mestre em engenharia de produção na área de desenvolvimento de produtos (UNIP)-professor do Centro Universitário Santo Agostinho (UNIFSA).

RESUMO

A crescente demanda energética e a diversificação da matriz elétrica brasileira, impulsionada pela ampliação de fontes renováveis intermitentes, têm colocado em evidência novos desafios para a confiabilidade e a proteção dos sistemas de potência. Nesse contexto, o presente artigo apresenta um estudo de caso sobre o blecaute de 15 de agosto de 2023, que impactou de forma significativa o Subsistema Nordeste do Sistema Interligado Nacional (SIN). A pesquisa adota abordagem qualitativa, apoiada em dados quantitativos oficiais de operação, a fim de compreender as causas técnicas do evento, as estratégias de recomposição adotadas e as dificuldades enfrentadas no processo de integração de renováveis. Os resultados discutem a eficiência das ações de resposta, as fragilidades observadas e as implicações para a confiabilidade e resiliência do setor elétrico. Constatou-se que, embora o sistema de proteção e alívio de carga tenha funcionado em parte, a sua eficácia foi comprometida por falhas de modelagem de novos geradores eólicos e fotovoltaicos e por problemas operacionais na recomposição.

Palavras-Chave: Proteção de Sistemas Elétricos. Integração de Fontes Renováveis. Confiabilidade Operacional.

ABSTRACT

The growing energy demand and the diversification of Brazil's electricity mix, driven by the expansion of intermittent renewable sources, have brought new challenges to the reliability and protection of power systems. In this context, this article presents a case study on the blackout of August 15, 2023, which significantly impacted the Northeast Subsystem of the National Interconnected System (SIN). The research adopts a qualitative approach, supported by official quantitative operational data, to understand the technical causes of the event, the restoration strategies adopted, and the difficulties faced in integrating renewables. The results discuss the effectiveness of the response actions, the weaknesses observed, and the implications for the reliability and resilience of the electricity sector. It was found that, although the protection and load-shedding system partially functioned, its effectiveness was compromised by modeling failures of new wind and photovoltaic generators and by operational problems during the restoration.

Keywords: Power System Protection. Renewable Energy Integration. Operational Reliability.

INTRODUÇÃO

A crescente demanda energética no Brasil, aliada ao processo de diversificação da matriz elétrica com maior inserção de fontes renováveis intermitentes, como a energia eólica e solar, tem transformado a operação do Sistema Interligado Nacional (SIN). Esse cenário, embora ambientalmente positivo, traz novos desafios à confiabilidade e estabilidade da rede elétrica, especialmente em situações de grandes perturbações que exigem respostas rápidas e coordenadas.

Eventos de grande porte em sistemas interligados, como falhas em cascata ou desligamentos súbitos, evidenciam fragilidades na proteção, no despacho de energia e na capacidade de resposta operacional. Em 15 de agosto de 2023, o Brasil enfrentou um dos mais relevantes apagões dos últimos anos, com impacto expressivo no Subsistema Nordeste. A interrupção de fornecimento afetou consumidores residenciais, comerciais e industriais, provocando perdas econômicas e sociais que ressaltaram a importância de aprimorar os mecanismos de prevenção e recomposição do sistema.

O caso do Nordeste se destaca pela elevada penetração de geração renovável, em especial a eólica, que já representa parte significativa da matriz local. Embora contribua para a sustentabilidade, essa característica adiciona maior complexidade ao controle da rede, uma vez que a variabilidade dessas fontes pode amplificar os efeitos de distúrbios e comprometer a estabilidade transitória. Assim, torna-se necessário avaliar o desempenho da proteção e dos esquemas automáticos diante desse novo contexto operacional.

Neste trabalho, adota-se um estudo de caso voltado à análise da sequência de eventos e dos impactos no Subsistema Nordeste durante a perturbação elétrica de 2023, com ênfase nos desafios enfrentados pelo sistema de proteção e transmissão. Serão examinadas as falhas que permitiram a propagação do distúrbio, bem como as ações aplicadas no processo de recomposição, discutindo a eficácia dos procedimentos atuais diante da crescente complexidade da rede elétrica.

Ao caracterizar as causas, consequências e limitações observadas, esta pesquisa busca contribuir para o debate sobre a resiliência do sistema elétrico brasileiro. A reflexão proposta pretende apoiar a identificação de pontos de melhoria nos esquemas de proteção e recuperação, considerando tanto a confiabilidade quanto a adaptação necessária frente à expansão de fontes renováveis, em um cenário energético cada vez mais dinâmico.

METODOLOGIA

O presente estudo adota uma metodologia de natureza explicativa, onde se pretende verificar o processo de recomposição aplicado durante o estado restaurativo ocorrido na interrupção maciça de energia do dia 15 de agosto de 2023, com foco especial no Subsistema Nordeste. O objetivo é avaliar o desempenho das ações realizadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e pelos agentes envolvidos na região. A análise busca identificar pontos de melhoria, com o intuito de padronizar procedimentos e aprimorar o desempenho dos agentes frente a eventos similares, considerando um sistema com crescente penetração de fontes renováveis.

Portanto, trata-se de um estudo de caráter quantitativo e qualitativo, desenvolvido a partir de uma pesquisa bibliográfica voltada à identificação de referenciais teóricos sobre confiabilidade e resiliência de sistemas elétricos. A análise de dados baseou-se, principalmente, no Relatório de Análise de Perturbação (RAP) do ONS referente ao evento de 15 de agosto de 2023, complementado por informações públicas disponibilizadas pelos agentes do setor elétrico. Foram consideradas referências essenciais, como ANEEL (2024), Figueiredo (2006), IEEE Standard 1100 (2005), IEEE Standard 1159 (2009) e IEEE Standard 519 (2014). O estudo abrangeu a queda abrupta de carga no Subsistema Nordeste e a sequência de eventos que resultaram em falha em cascata, as ações adotadas pelo ONS e demais agentes durante o processo de recomposição, o impacto da elevada penetração de fontes eólica e solar, o desempenho do Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC) e, por fim, os desafios de transmissão enfrentados em um sistema interligado com múltiplos fluxos de energia.

Por fim, ao analisar a recomposição do sistema no Nordeste, aponta-se medidas e estudos futuros que visam estabelecer critérios que minimizem os impactos de eventos semelhantes em um sistema elétrico cada vez mais dinâmico e dependente de fontes renováveis intermitentes.

ANÁLISE DOS DADOS

A intermitência e a imprevisibilidade das fontes renováveis, como a solar e a eólica,

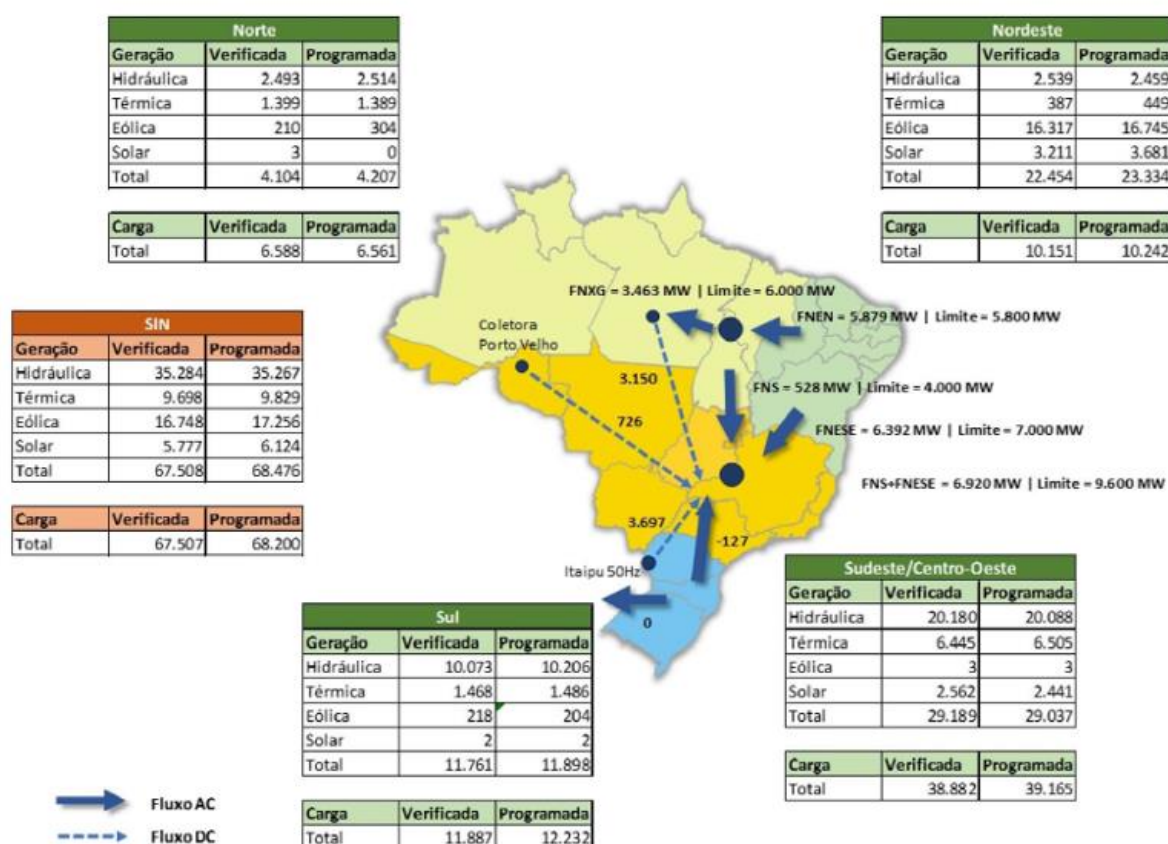
que têm crescido significativamente na região Nordeste, adicionam uma camada de complexidade à estabilidade da rede, exigindo soluções inovadoras para a gestão da carga e da geração (Melo et al., 2021). Nesse contexto, a digitalização das redes de distribuição e o aprimoramento dos sistemas de controle tornam-se essenciais para garantir a segurança e a qualidade do fornecimento de energia, especialmente com a crescente descentralização e eletrificação dos sistemas energéticos (Monaco et al., 2024). Tal cenário exige uma reavaliação das estratégias de resiliência do sistema elétrico, incorporando avanços em comunicação e coordenação para mitigar os efeitos de perturbações (Stocker & Meer, 2022).

A implementação de tecnologias de monitoramento avançada e redes de comunicação em tempo real é fundamental para monitorar componentes críticos da rede, como tensão, corrente e temperatura, e identificar distúrbios na qualidade da energia, permitindo respostas mais ágeis e eficazes a anomalias (Sahin et al., 2012). A resiliência de sistemas de distribuição de energia é um tema em constante pesquisa, buscando aprimorar a capacidade de adaptação da rede a eventos extremos e a recuperação rápida do seu estado operacional normal (Paul et al., 2023). Isso inclui não apenas a resistência a interrupções, mas também a capacidade de restaurar rapidamente o serviço após falhas severas, o que é vital para minimizar perdas econômicas e impactos sociais (Paul et al., 2023).

A perturbação no subsistema Nordeste em 2023 revelou a complexidade inerente à gestão de redes elétricas interconectadas, especialmente em face de eventos inesperados (Ciapessoni et al., 2020).

Na manhã de 15 de agosto de 2023, pouco antes da ocorrência da grande perturbação, o Subsistema Nordeste operava com um perfil de geração caracterizado pela alta penetração de fontes eólicas e pelo crescimento gradual da geração solar fotovoltaica. Segundo dados do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), aproximadamente 70% da carga atendida no subsistema tinha origem em fontes renováveis intermitentes, sendo em torno de 60% provenientes da geração eólica e cerca de 10% da geração solar fotovoltaica. As hidrelétricas respondiam por uma fração menor da geração regional, operando em regime de complementação, enquanto as térmicas representavam apenas 10% do despacho. A imagem 1 ilustra a participação estimada das fontes de geração no Nordeste no instante pré-falha.

Imagem 1 – Participação das fontes de geração no Subsistema Nordeste antes do evento (08h30, 15/08/2023).

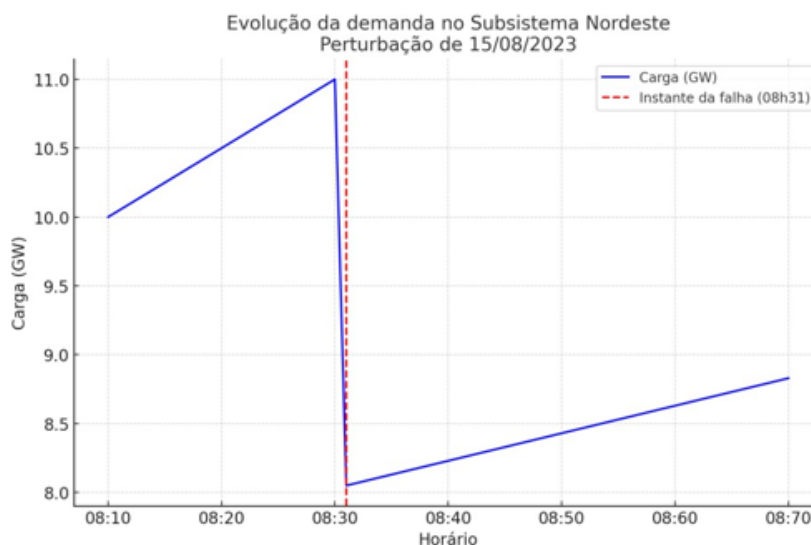


Fonte: Adaptado de ONS (2023).

No mesmo período, a demanda do subsistema Nordeste oscilava em torno de 15 a 16 GW, valor compatível com o perfil de consumo das primeiras horas da manhã, marcado pelo incremento progressivo das cargas residenciais, comerciais e industriais. Esse crescimento da demanda, somado à baixa contribuição de usinas térmicas de maior inércia, resultava em uma configuração elétrica de menor robustez dinâmica, na qual o controle de frequência e tensão dependia fortemente da atuação dos sistemas automáticos de proteção e das interligações de transmissão com os demais subsistemas do SIN.

No entanto, em 08h31 ocorreu a perturbação sistêmica, provocando uma redução abrupta de 44,4% da carga do Subsistema Nordeste, que caiu para cerca de 8,9 GW. Esse comportamento está representado na Imagem 2, onde é possível visualizar a estabilidade do sistema antes do evento, a queda súbita da demanda no instante da falha e a subsequente recomposição gradativa.

Imagem 2 – Evolução da demanda no Subsistema Nordeste antes e depois da perturbação de 15/08/2023



Fonte: Adaptado de ONS (2023); Relatório de Análise da Perturbação - 15 de agosto de 2023

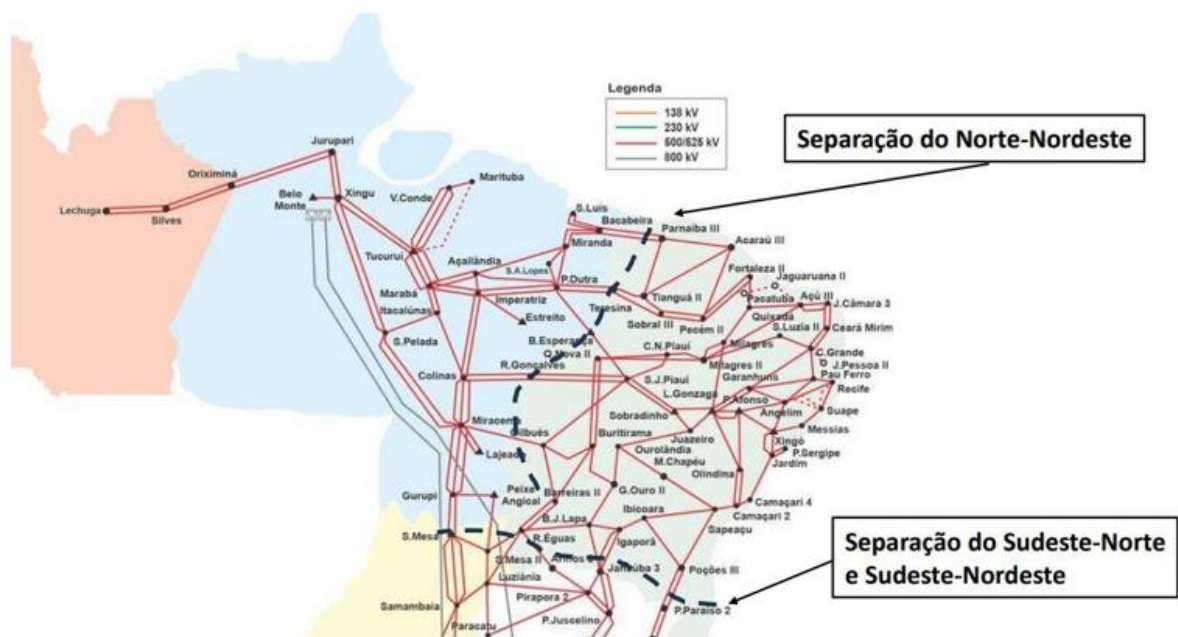
A partir de 08h35, iniciaram-se os procedimentos de recomposição conduzidos pelo ONS e pelos agentes locais, permitindo a recuperação progressiva da carga. Ao longo da primeira hora, a demanda foi restabelecida para aproximadamente 15,6 GW, sinalizando uma recomposição eficiente, embora mais lenta do que o esperado em função da complexidade de sincronização e da predominância de fontes intermitentes na matriz regional.

A origem esteve associada à abertura da linha de transmissão em 500 kV Quixadá–Fortaleza II. A atuação incorreta do sistema de proteção, mesmo em condições operativas regulares, desencadeou o desligamento do circuito e, de forma quase imediata, deu início a um processo de instabilidade eletromecânica. Em menos de 600 milissegundos após a abertura da linha, foram observadas oscilações abruptas de frequência e tensão nos subsistemas Norte e Nordeste. Esse desequilíbrio levou à atuação das Proteções de Perda de Sincronismo (PPS), que determinaram a separação elétrica do SIN em três blocos distintos, rompendo as interligações Norte–Nordeste, Nordeste–Sudeste e Norte–Sul.

Com a perda da Linha de transmissão Quixadá–Fortaleza II, parte do fluxo de potência foi desviada para o tronco de 230 kV entre Milagres e Fortaleza. A nova condição de carregamento resultou em sobrecarga nas linhas, queda acentuada de tensão e esgotamento da capacidade reativa, revelando a fragilidade da operação. Como

consequência, houve desligamentos sucessivos por atuação das proteções de distância, caracterizando um processo de falha em cascata. Esse mecanismo culminou a perda no subsistema Nordeste em mais de 50% de sua carga. Na tentativa de conter a propagação da perturbação, ocorreu a atuação imediata do Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC), promovendo cortes controlados de aproximadamente 6.400 MW nas regiões Sul e Sudeste/Centro-Oeste, assim como ilustrado na Imagem 3.

Imagem 3: Atuação do ERAC no SIN



Fonte: Relatório de Análise de Perturbação (RAP) – Ocorrência de 15 de agosto de 2023

A resposta automática do sistema, em escala de milissegundos, foi decisiva para evitar a propagação irrestrita da instabilidade. Além das ações do ERAC, os bipolos de corrente contínua associados ao escoamento de Belo Monte foram desconectados, isolando os subsistemas Norte e Nordeste em relação ao restante do SIN. A etapa subsequente foi o processo de recomposição coordenado pelo ONS. Às 9h05, a região Sul já apresentava normalização completa da carga; às 9h33, o mesmo ocorreu no Sudeste/Centro-Oeste. A plena recomposição do sistema sob a coordenação do ONS foi registrada às 13h34, e, finalmente, às 14h49, todas as cargas vinculadas às distribuidoras haviam sido restabelecidas.

O episódio evidenciou a alta velocidade de propagação das perturbações em um sistema fortemente interligado e ressaltou a importância dos mecanismos automáticos de proteção e alívio de carga. Ainda que a resposta do sistema tenha mitigado consequências mais graves, a sequência de desligamentos em cascata revelou vulnerabilidades estruturais, sobretudo na gestão de fluxos de potência e na dependência do equilíbrio dinâmico entre geração e transmissão no SIN.

A recomposição do Subsistema Nordeste após a perturbação evidenciou a complexidade operacional envolvida na recuperação de sistemas elétricos interligados. O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), em conjunto com os agentes locais de geração e transmissão, adotou estratégias de retomada gradual da carga, priorizando a estabilização das áreas mais críticas e a sincronização dos geradores disponíveis. Entre as principais dificuldades observadas, destacam-se o longo tempo necessário para a recomposição integral, decorrente da necessidade de restabelecer o equilíbrio dinâmico entre geração e consumo, e os desafios associados à sincronização de múltiplas unidades geradoras, especialmente em um cenário de elevada participação de fontes renováveis intermitentes.

Embora planos de recomposição já estivessem previstos, sua eficácia mostrou-se parcial, visto que as condições reais do evento exigiram ajustes em tempo real e maior coordenação entre os centros de operação. Em particular, a restauração gradual da carga, adotada para evitar novos colapsos, resultou em um processo mais lento do que o esperado, gerando impactos setoriais significativos, sobretudo em atividades industriais e serviços essenciais. A análise evidencia, portanto, a necessidade de revisão e aprimoramento dos procedimentos de recomposição, com foco na integração de modelos dinâmicos mais realistas, capazes de antecipar os efeitos da crescente diversificação da matriz energética no comportamento do sistema durante situações de crise.

No evento em análise, a abertura da LT Quixadá–Fortaleza II e a atuação subsequente de proteções geraram distúrbio eletromecânico e eletromagnético que, segundo o RAP do ONS, encontrou desempenho aquém do esperado nos equipamentos de controle de tensão de usinas eólicas e solares próximas, com aderência insuficiente entre os modelos usados em estudos e o comportamento real em campo. Essa discrepância contribuiu para a desconexão de blocos de geração renovável, agravando a perda de carga e a propagação em cascata. Relatos técnicos e setoriais convergem para o papel central do controle de tensão e da lógica de proteção (incluindo o mecanismo SOTF) na magnitude do desligamento do

sistema elétrico.

A contribuição da desconexão de renováveis para a severidade do evento decorreu de dois vetores: (i) redução súbita de potência ativa em um subsistema com baixa inércia aparente, ampliando o desvio de frequência; e (ii) perda de suporte reativo local em corredores já tensionados, com colapsos de tensão pontuais. Em consequência, o ERAC precisou atuar com cortes de carga para conter a instabilidade, ainda que de forma insuficiente para evitar a ampliação inicial da perturbação.

Na recomposição, a reinserção de eólicas e fotovoltaica foi gerida de modo escalonado, condicionada a limites de transmissão, patamares de frequência/ROCOF e perfis de tensão em barras críticas. ONS e agentes priorizaram sincronizações seguras de unidades síncronas, restabelecimento de corredores de transmissão e, só então, o retorno progressivo de parques a partir de rampas controladas e verificações de controle reativo, visando evitar reconexões “em bloco” que pudessem reacender oscilações.

Em síntese, a presença maciça de geração por conversores elevou os requisitos de controle de frequência e tensão durante e após a perturbação. A eficácia dos planos de recomposição foi parcial: os procedimentos existiam e foram ativados, mas a aderência limitada dos modelos dinâmicos e a performance real dos controles de tensão reduziram sua efetividade inicial. As lições aprendidas apontam para: atualização/validação contínua de modelos de parques (parâmetros de FRT, limites Q-V e lógicas de proteção), coordenação refinada entre alívio de carga e reconexão de renováveis e revisão de critérios operativos para patamares mínimos de inércia equivalente no subsistema.

O Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC) é um dos principais mecanismos de proteção sistêmica do Subsistema Nordeste, projetado para operar de forma automática e seletiva em situações de desequilíbrio entre geração e carga, principalmente em casos de perda súbita de geração ou de grandes perturbações na rede de transmissão. Sua lógica de funcionamento baseia-se em medições de frequência e, a partir de determinados limiares, promove o desligamento de blocos de carga previamente definidos, com o objetivo de estabilizar a frequência e evitar o colapso generalizado.

A avaliação técnica mostrou que, embora o ERAC tenha cumprido parcialmente seu papel, a sua atuação não foi suficiente para conter a propagação da falha, resultando em um desligamento amplo no Subsistema Nordeste, assim como demonstrado na Imagem 3. Essa limitação reforça a necessidade de revisão dos parâmetros do esquema e da lógica de corte

de carga, sobretudo diante de um cenário de crescente participação de fontes renováveis. Além disso, evidenciou-se a importância de uma integração mais estreita entre esquemas de alívio regionais e os planos nacionais de recomposição, de forma a garantir maior robustez e rapidez no processo de estabilização.

Dessa forma, o episódio mostrou que o ERAC desempenhou um papel relevante, mas limitado, na mitigação dos efeitos da interrupção. Embora tenha funcionado conforme sua concepção, a severidade do evento e a nova configuração estrutural do sistema indicam que ajustes são necessários para que sua eficácia seja ampliada frente às transformações em curso na matriz elétrica do Nordeste.

No processo de recomposição, a presença de gargalos estruturais na malha de transmissão tornou-se ainda mais crítica. A retomada do fornecimento exigiu a restauração progressiva de blocos de carga, condicionada à disponibilidade de geração local e aos limites de importação suportados pelas interligações parcialmente restabelecidas. Nesse contexto, a predominância de fontes renováveis intermitentes no Nordeste — particularmente eólica e solar — acrescentou complexidade ao processo, uma vez que a estabilidade da recomposição dependia de reservas firmes externas e do reequilíbrio gradual com os demais subsistemas.

CONSIDERAÇÕES FINAIS

O estudo de caso da falha generalizada no sistema elétrico em 15 de agosto de 2023 permitiu compreender de forma aprofundada os desafios estruturais e operacionais enfrentados pelo Subsistema Nordeste diante de perturbações em larga escala. A análise evidenciou que, embora houvesse equilíbrio entre geração e carga no período pré-evento, a elevada participação de fontes intermitentes, associada à baixa inércia do sistema e à complexidade de sincronização, ampliou os impactos decorrentes da desconexão súbita da carga.

O desligamento em grande escala expôs a vulnerabilidade do modelo interligado, fortemente dependente dos corredores de transmissão Norte–Nordeste e Norte–Sudeste/Centro-Oeste. A abertura intempestiva de circuitos nesses eixos levou a uma redistribuição não controlada dos fluxos, sobrecarregando elementos remanescentes e desencadeando uma falha em cascata que culminou na perda expressiva de carga no

Nordeste. Essa dinâmica revelou a fragilidade do sistema quando operando próximo a limites técnicos de estabilidade e carregamento.

A atuação do Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC), embora tenha ocorrido parcialmente, mostrou-se insuficiente para conter a magnitude da perturbação. A baixa inércia resultante da elevada participação de geração renovável reduziu a eficácia do esquema, indicando a necessidade de ajustes que considerem o comportamento dinâmico dessas fontes em situações de instabilidade.

Dessa forma, conclui-se que a robustez do Sistema Interligado Nacional depende não apenas da manutenção tecnológica e da modernização dos esquemas de proteção, mas também do reforço estrutural dos corredores de transmissão, da diversificação das rotas de intercâmbio e do aprimoramento das estratégias de controle em tempo real. O evento de agosto de 2023 reforça a urgência de revisar continuamente os métodos de proteção e recomposição, bem como de adotar soluções que aumentem a resiliência em cenários de crescente diversificação energética.

REFERÊNCIAS

BRASIL. Ministério de Minas e Energia; OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO; AGÊNCIA

NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. CMSE discute relatório do incidente de 15 de agosto. Brasília, 25 out. 2023. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/cmse-discute-relatorio-do-incidente-de-15-de-agosto>. Acesso em: 28 ago. 2025.

BRASIL. Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. Informe Preliminar de Interrupção de Energia – IPIE – Sistema Interligado Nacional – 15/08/2023. Rio de Janeiro, 2023. Disponível em: <https://www.ons.org.br>. Acesso em: 28 ago. 2025.

BRASIL. Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. Ocorrência no SIN em 15 de agosto de 2023. Rio de Janeiro, 2023. Disponível em: <https://www.ons.org.br>. Acesso em: 28 ago. 2025.

BRASIL. Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. Relatório de Análise de Perturbação – RAP – Ocorrência de 15 de agosto de 2023. Rio de Janeiro, out. 2023. Disponível em: <https://www.ons.org.br>. Acesso em: 28 ago. 2025.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS; AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Nota técnica nº 131/2023–STD/SFT/SCE: Relatório sobre comportamento das instalações de controle da linha Quixadá–Fortaleza II e geração

renovável durante o evento de 15 de agosto de 2023. Brasília: ANEEL, 2023. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br>. Acesso em: 28 ago. 2025.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS. O apagão de agosto deixou mais de 30 milhões de pessoas sem energia e afetou todos os estados brasileiros. Instituição apontou falhas na modelagem da receita das gerações intermitentes e apresentou medidas corretivas para 122 agentes do setor. Versão final do RAP. out. 2023. Disponível em: <https://www.eixos.com.br>. Acesso em: 28 ago. 2025.

WANG, S.; YANG, D.; ZHANG, Y.; et al. Resilience assessment and improvement for electric power transmission systems against typhoon disasters: A data-model hybrid driven approach. *Sustainable Cities and Society*, v. 90, p. 104–170, 2022. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352484722016705>. Acesso em: 28 ago. 2025.



CENTRO UNIVERSITÁRIO
SANTO AGOSTINHO