

Medidas para mitigar impactos dos curtailments¹

Nivalde de Castro²

Fernando França³

Roberto Brandão⁴

Na última reunião do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), em 09 de abril, foi aprovado um conjunto de medidas com o objetivo de aumentar a capacidade de transferência de energia do subsistema Nordeste para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste, buscando reduzir o volume de cortes (curtailments) de geração renovável.

As medidas aprovadas visam permitir maior aproveitamento da disponibilidade de geração renovável no Nordeste, com uma dupla finalidade de:

1. Permitir efeitos positivos sobre o custo de operação do Sistema Interligado Nacional (SIN) e sobre os estoques de energia armazenada principalmente no subsistema Sudeste/Centro-Oeste, onde se localizam cerca de 60% dos reservatórios do SIN; e
2. Reduzir, principalmente, os curtailments, que têm impactado as unidades geradoras de energia eólica e fotovoltaica, em especial frente às medidas adotadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) após a ocorrência do apagão de 15 de agosto de 2023.

Os números da operação do SIN em 2024 fornecem a dimensão do impacto do curtailment sobre as plantas eólicas e fotovoltaicas em função da incapacidade de transmissão decorrente do aumento dos investimentos na ampliação da capacidade instalada dessas fontes, em grande parte impulsionados pelos subsídios. No ano passado, 5,75% da geração disponível dessas fontes foi

¹ Artigo publicado no Broadcast Energia. Disponível em:

<https://energia.aebroadcast.com.br/tabs/news/747/51923874>. Acesso em: 22 de abr. 2025.

² Professor do Instituto de Economia da UFRJ e Coordenador-Geral do Grupo de Estudos do Setor Elétrico (GESEL-UFRJ).

³ Pesquisador Associado do GESEL-UFRJ.

⁴ Diretor Científico do GESEL-UFRJ.

cortada por confiabilidade, ou seja, para garantir a segurança da operação nos níveis regulatórios. Em particular, entre os meses de junho a dezembro, o montante de cortes atingiu 7,20% da geração disponível, sendo 6,78% da geração das usinas eólicas e 10,02% das fotovoltaicas.

Dentre as medidas destinadas a aumentar o escoamento da geração do Nordeste merecem ser destacadas em especial duas, atribuídas diretamente à responsabilidade do ONS:

1. A elaboração de estudo para a redução, em caráter excepcional e temporário, dos critérios de confiabilidade da operação, a ser apresentado na reunião do CMSE no próximo mês junho; e
2. O aprimoramento dos Sistemas Especiais de Proteção (SEP) instalados no SIN, de modo a permitir o aumento dos limites de intercâmbio de energia elétrica entre os subsistemas Norte, Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste.

Nesta mesma direção, estando na alçada do Ministério de Minas e Energia (MME), foram aprovados:

1. O encaminhamento do plano de trabalho do GT Cortes de Geração para subsidiar o estudo do ONS; e
2. A realização de monitoramento diferenciado de empreendimentos de transmissão que aumentem o limite de intercâmbio entre os subsistemas Norte, Nordeste e Sudeste/Centro Oeste.

Objetivamente, o CMSE propugna aumentar os riscos em relação à segurança do SIN para permitir despachar mais geração renovável para o Sudeste/Centro-Oeste. Para tanto, o Comitê propõe um esforço concentrado do MME e do ONS para explorar outras medidas para reduzir os curtailments, ainda, porém, sem prazo definido para implantação. Portanto, este pequeno e direto artigo tem o objetivo central de examinar as ações que tratam diretamente da confiabilidade da operação do SIN.

O estudo requisitado ao ONS encontra precedente recente na gestão da crise hídrica de 2021, quando, diante de um quadro de rápido deplecionamento dos reservatórios do Sudeste/Centro-Oeste e maior disponibilidade de geração renovável no Nordeste, o CMSE autorizou a flexibilização dos critérios técnicos de confiabilidade que norteiam a operação do SIN, resultando no aumento da transferência de energia do Nordeste para o Sudeste/Centro-Oeste.

Na ocasião, o ONS acompanhou atentamente, como sempre, as condições de segurança do sistema, revertendo a flexibilização autorizada sempre que algum evento impôs risco operativo superior àquele pactuado com o CMSE. Nessas situações, até a superação do problema, o SIN era operado segundo critérios tradicionais de confiabilidade, implicando na redução dos limites de transferência de energia entre as regiões.

Destaca-se que as avaliações apresentadas pelo ONS estimam que o conjunto das medidas tomadas na gestão da crise de 2021 resultaram, ao final do período seco, em um ganho da ordem de 14% no armazenamento dos reservatórios do Sudeste/Centro-Oeste em relação ao nível esperado caso nenhuma ação tivesse sido tomada. Esse valor é muito expressivo, demonstrando o acerto da decisão do CMSE e a capacidade técnica do ONS.

Diferentemente do evento de 2021, não há, no cenário atual, uma crise energética configurada ou em perspectiva. Contudo, tem-se a combinação de um período úmido desfavorável e um excedente energético importante, que não pode ser transferido por estrangulamento do sistema de transmissão, nas Regiões Norte e, sobretudo, Nordeste. Neste contexto, é pertinente analisar medidas que possibilitem a elevação da capacidade de transferência de energia.

Merece ser explicado que os limites de transmissão, em um sistema de dimensão continental e de alta complexidade como o SIN, são determinados pela capacidade das linhas de transmissão e dos equipamentos instalados, considerando os valores máximos de fluxos de potência em locais críticos da rede, os quais, se superados, implicariam na violação dos critérios de confiabilidade estabelecidos para balizar a operação do sistema. Na essência, esses critérios estabelecem o equilíbrio custo-risco considerado aceitável para a operação do SIN, sob a responsabilidade direta do ONS.

Os critérios vigentes foram propostos originalmente pelo ONS, com base na larga e qualificada experiência acumulada no planejamento e na operação do SIN, e aprovados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), após o devido processo de participação da sociedade. Um destaque importante é que, na governança setorial vigente, somente o CMSE tem autoridade para flexibilizar os critérios de confiabilidade aprovados pela Aneel.

De forma resumida, o critério de confiabilidade vigente estabelece que o SIN deve permanecer estável, dentro das condições normais de operação dos mais de 170 mil quilômetros de linhas de transmissão e equipamentos, após o desligamento de um elemento qualquer da rede ou de duas linhas de transmissão que compartilham a mesma torre ou que tenham faixas de servidão próximas. A perda de apenas um elemento da rede não deve provocar qualquer interrupção no atendimento aos consumidores, tolerando-se, entretanto, o corte controlado de carga, por meio de SEP (Sistemas Especiais de Proteção), no caso do desligamento simultâneo de duas linhas de transmissão. Os limites de intercâmbio são, então, definidos por meio de estudos de alta complexidade conduzidos pelo ONS, de maneira a garantir que esse critério seja atendido em todas as situações previstas para a operação do SIN.

Todavia, a interrupção do suprimento ocorrida no SIN em 15 de agosto de 2023, quando o desligamento de uma única linha de transmissão provocou a interrupção de 22.547 MW, representando aproximadamente 31% da carga total daquela hora, ocorreu em total desacordo com os critérios de confiabilidade vigente. Essa ocorrência evidenciou, claramente, o desacoplamento entre as simulações realizadas nos estudos do ONS e o comportamento real do sistema.

Dito de outro modo, os limites de intercâmbio que estavam sendo utilizados, na prática, se mostraram superestimados, resultando no apagão.

A análise do evento revelou que a razão para a super estimativa era a sistemática discrepância entre os parâmetros técnicos de comportamento em situações de contingência sistêmica informados por inúmeros parques eólicos e solares, não correspondendo à performance verificada durante o evento do dia 15 de agosto de 2023. Portanto, os limites de intercâmbio vinham sendo calculados supondo que esses geradores teriam uma resposta mais rápida e mais intensa do que se verificou no evento.

Frente a esta constatação, o ONS passou preventivamente a reduzir os limites de transmissão dos subsistemas Norte e Nordeste para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul, em níveis de segurança mais conservadores. Como resultante, essa medida vem reduzindo o aproveitamento dos excedentes energéticos disponíveis especialmente na Região Nordeste e no norte de Minas Gerais, resultando em níveis crescentes de curtailments.

Desde então, tem ocorrido uma intensa mobilização envolvendo geradores, fabricantes e o ONS, visando eliminar a discrepância entre a capacidade de resposta real e os dados utilizados pelo Operador em simulações do comportamento do SIN, com o objetivo de restabelecer a confiança nos limites de transmissão resultantes dos estudos.

Nestes termos, pelo resumo exposto, fica clara a importância e a urgência da conclusão dessa ação determinada pelo CMSE, tendo em vista o descompasso crescente entre a oferta de geração de energia elétrica, sobretudo no Nordeste, e a capacidade de escoamento das linhas de transmissão do SIN.

Da mesma forma que em 2021, a nova proposta de flexibilização do critério de confiabilidade decidida pelo CMSE implicará, de fato, em conviver com um maior risco de corte de carga descontrolado no caso de perda de uma ou duas linhas de transmissão. Cabe ao ONS, valendo-se do muito que já foi feito em termos de melhoria da capacidade de simulação do SIN, identificar as condições mais críticas e as ações mitigadoras possíveis, bem como os benefícios visualizados decorrentes da flexibilização de critérios para análise e deliberação do CMSE.

No que tange às ações possíveis para mitigar, no curto prazo, o aumento do risco de se enfrentar ocorrências mais graves no SIN, destaca-se a utilização de SEP, antecipada pelo CMSE na sua reunião de abril, mas sem data definida para a sua possível implantação.

Resumidamente, os SEP são sistemas de proteção automáticos projetados para detectar condições anormais pré-determinadas do sistema e tomar ações corretivas, após o isolamento de componentes em falha, para manter a confiabilidade do sistema. Portanto, esses sistemas de proteção são preventivos e atuam em função da contingência planejada.

Trata-se de um artifício utilizado para permitir a exploração do SIN em faixas operativas nas quais, sem o SEP, não seria possível atender aos critérios básicos de confiabilidade. É, portanto, um instrumento importante que tem sido largamente utilizado no SIN, com resultados muito positivos. Todavia, por ser um automatismo projetado para atuar em condições e por meio de ações pré-determinadas, a própria evolução do SIN, em especial a expansão acentuada da oferta de energia solar e eólica na Região Nordeste, por força dos subsídios excessivos, constitui um desafio para a sua efetividade. De fato, a integração entre a maior capacidade de geração e as novas instalações de transmissão do SIN impõe a necessidade de se reavaliar periodicamente o desenho dos SEP.

Em particular, a forte expansão da rede de transmissão integrando os subsistemas Norte, Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste e a massiva instalação de recursos energéticos distribuídos no SIN tornaram bastante complexos e custosos o desenho e a implantação de SEP que tenham por objetivo elevar a transferência de energia entre regiões. Ademais, as características da rede de transmissão e a multiplicidade de condições possíveis de operação, com variações significativas nos cenários de geração, implicam na execução de ações corretivas em variados e distantes locais do sistema, observando o requisito de tempo máximo para assegurar a sua efetividade.

Porém, a despeito do desafio técnico, o ONS possui plena competência e experiência, além de recursos tecnológicos, para encontrar soluções de SEP que permitam ampliar a capacidade de transferência de energia entre subsistemas.

No todo, portanto, as decisões do CMSE de abril, solicitando os estudos do ONS, até junho próximo, são necessárias para avaliar a possibilidade de maior aproveitamento dos excedentes energéticos produzidos pelo expressivo e crescente parque eólico e fotovoltaico, crescimento este derivado em grande parte da "corrida ao ouro" dos subsídios, em descompasso com o crescimento da demanda.

Nestes termos, em conclusão, as limitações à capacidade de escoamento da geração da Região Nordeste, associadas à constatação, após o apagão de agosto de 2023, de que as simulações que calculavam os limites de intercâmbio superestimavam a capacidade de resposta em situações de contingência sistêmica de grande número de geradores, impuseram redução da capacidade de transmissão e aumento dos cortes de geração renovável, aumentando os custos de operação do sistema, com preços de energia mais altos e maior geração térmica. E na ponta final, determinaram perdas econômicas e financeiras a agentes geradores.

No curto prazo, o CMSE busca soluções em relação às possibilidades de operação do SIN com aumento no grau de risco calculado, a serem definidos por estudo do ONS. Outras medidas, como a revisão dos SEP, podem contribuir para mitigar o problema. No entanto, medidas de maior envergadura temporal estão na pauta da política energética para convergir a um cenário de maior harmonia e equilíbrio entre oferta e demanda, destacando-se: contratação de

sistemas de armazenamento de baterias e usinas hidroelétricas reversíveis; intensificação dos investimentos na ampliação da rede de transmissão e redução dos subsídios cruzados que distorcem a formação de preços do mercado de energia elétrica.