O desafio dos curtailments na União Europeia[1]

Nivalde de Castro[2]

Vitor Santos[3]

Em função do objetivo de enfrentar o aquecimento global, o processo de transição energética tem impulsionado a expansão da capacidade instalada das fontes eólica e, em especial, solar, caracterizadas pela intermitência diária. Essa característica traz a externalidade negativa dos *curtailments* de geração de energia elétrica, fenômeno presente e crescente nos países mais envolvidos com a transição energética, definido como a necessidade de cortar usinas geradoras de energia elétrica seja por restrições técnicas como a indisponibilidade de linhas de transmissão, seja por questões econômicas de um excesso de oferta em relação à demanda de energia.

O presente e sucinto artigo pretende analisar como essa externalidade negativa está ocorrendo nos países membros da União Europeia e quais são as soluções que estão sendo analisadas, propostas e adotadas. Os autores avaliam que o conhecimento da experiência em curso no bloco europeu pode ajudar a identificar soluções para os *curtailments* que já ocorrem e irão se agravar ainda mais no Setor Elétrico Brasileiro, principalmente após as mudanças de critérios para os cortes por confiabilidade adotadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) ocorridas em função do apagão de agosto de 2023.

Desde o início do processo de transição energética, a União Europeia tem investido fortemente na geração de energia elétrica a partir de plantas eólicas e, posteriormente, solares. Essa decisão estratégica mira dois objetivos que se complementam: (i) reduzir as emissões de CO2 e (ii) aumentar a segurança energética dos países do bloco para, consequentemente, diminuir a necessidade de importações frente a uma dependência extrema. A Guerra da Ucrânia demonstrou a importância deste objetivo.

---

[1] Artigo publicado no Broadcast Energia. Disponível em: https://energia.aebroadcast.com.br/tabs/news/747/53601127. Acesso em: 23 de set. 2025.

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

[3] Professor Catedrático do Instituto Superior de Economia e Gestão (ISEG) da Universidade de Lisboa.

Essa dupla estratégia teve um impulso muito expressivo com a publicação do Pacto Ecológico Europeu (European Green Deal), em dezembro de 2019, a partir do qual o bloco redefiniu, de maneira mais explícita, o compromisso de atingir a meta da neutralidade nas emissões de CO2 em 2050. Como resultado concreto, a produção de energia elétrica de fontes renováveis intermitentes nos países da União Europeia passou de 15,5%, em 2000, para 47,6%, em 2024, segundo dados do anuário da BP (2025).

Nesse processo dinâmico, a geração distribuída de painéis solares fotovoltaicos já apresenta um peso muito relevante e poderá representar, em 2050, segundo os cenários decenais dos Operadores Europeus da Rede Elétrica de Transmissão (ENTSOE-E), entre 20% e 25% da produção total de energia elétrica. Além disso, a taxa geral de eletrificação, que, atualmente, é de 22%, poderá chegar aos 60% em 2050.

Essas alterações estruturais no funcionamento do setor elétrico europeu, que têm como vetor dinâmico as fontes renováveis, têm contribuído para uma redução da flexibilidade na operação dos sistemas elétricos, com vários sinais bem visíveis que se expressam:

1. Pela crescente necessidade de *curtailments* da geração renovável;
2. Pela volatilidade dos preços e a ocorrência de preços iguais ou inferiores a zero durante um número maior de horas anuais;
3. Pela redução cada vez mais significativa da inércia nos sistemas elétricos; e
4. Pelo aumento da necessidade de alterações nos parâmetros técnicos e econômicos dos serviços ancilares.

Tais tendências na evolução dos sistemas elétricos da União Europeia podem contribuir para desincentivar o investimento na geração renovável e, em geral, nas tecnologias da transição energética, bem como reduzir a eficiência e a eficácia no funcionamento do mercado elétrico, com reflexos negativos no processo de formação dos preços da energia.

O cenário é deveras preocupante, dado que as previsões são de agravamento do volume de *curtailments*, derivado diretamente do aumento dos investimentos em renováveis. Além disso, em razão da expansão das fontes renováveis, se verificam (i) uma dificuldade em relação ao planejamento da expansão das redes elétricas e dos investimentos correspondentes, (ii) uma menor flexibilidade dos sistemas elétricos do lado da oferta e da demanda, (iii) desequilíbrios nos atuais desenhos de mercado e (iv) exigências de inovações regulatórias.

Embora a porcentagem de *curtailments* tenda a aumentar, na maior parte das situações atuais ela se situa, na média, abaixo de 4% da geração total. A título ilustrativo, podem ser destacados os casos de três países europeus: Alemanha, Reino Unido e Irlanda.

A Alemanha tem se confrontado com porcentagens de *curtailment* técnico, aquele que exclui o excesso de oferta, próximas dos 4% desde 2015. Essa situação resulta do fato de o potencial eólico estar localizado no norte do país, enquanto as indústrias eletrointensivas e outros centros de consumo se encontram no sul. Observa-se que estão previstos, no plano decenal, investimentos no reforço da rede de transmissão Norte-Sul que ainda não foram concretizados. Por isso, os *curtailments* se mantêm, sobretudo, quando a geração eólica não pode ser exportada devido à existência de congestionamentos na interligação com países contíguos.

A Irlanda tem mantido porcentagens de *curtailment* muito elevadas desde 2017, tendo atingido 11,1% em 2020, em razão da conjugação de vários fatores, tais como (i) a penetração muito expressiva de renováveis não despacháveis, (ii) insuficientes investimentos em redes de transmissão, distribuição e interconexões com outros países, e (iii) uma capacidade de armazenamento muito limitada.

O Reino Unido confronta-se com uma situação semelhante à Alemanha, ou seja, possui uma porcentagem muito expressiva da capacidade de geração eólica instalada no Norte, mais especificamente na Escócia, e seus centros de consumo estão localizados no Sudeste. Essa situação cria congestionamentos frequentes, que acabam resultando em *curtailments*.

De acordo com a ACER (Agência Reguladora de Energia Europeia), em 2022, o montante total dos redespachos derivados de *curtailments* atingiu 50 terawats-hora (TWh) na União Europeia e os custos totais decorrentes do congestionamento das redes chegaram a € 5 bilhões. Entretanto, esses valores foram distintos entre os países membros, com destaque para a Alemanha, cujo nível de custos foi de, aproximadamente, € 580 milhões. Porém, conforme assinalado anteriormente, o cenário não é nada promissor e a Comissão Europeia estima que os custos de redespachos se situem na faixa de € 11 bilhões a € 26 bilhões, em 2030, e de € 34 bilhões a € 103 bilhões, em 2040.

Frente a essas perspectivas preocupantes e visando a redução dos custos de *curtailments*, existe um consenso europeu em relação à necessidade de desenvolvimento de duas iniciativas complementares:

1. Melhorar a eficácia e a eficiência dos mecanismos relacionados ao *curtailment*; e;

2. Realizar alterações holísticas e de natureza estrutural, com reflexo no imperativo reforço da flexibilidade do sistema elétrico, focadas em mecanismos determinados pela oferta e demanda, pela operação e necessidade de expansão eficiente das redes de transmissão e distribuição e que vão exigir uma reforma do mercado elétrico.

Essas iniciativas, formuladas aqui em nível geral, têm basicamente duas preocupações. A primeira está em linha com os fundamentos e princípios basilares da regulação europeia, ou seja, as decisões para o redespacho e

flexibilização devem ser instrumentalizadas em mecanismos de mercado. Em segundo, deve-se estabelecer uma maior granularidade territorial dos procedimentos a serem adotados, em razão das diferenças existentes entre as redes de transmissão e distribuição no espaço europeu. Entretanto, deve-se destacar o regulamento da União Europeia 2024/1.747, que institucionalizou um procedimento preliminar para avaliação das necessidades de flexibilidade, a ser desenvolvido, de forma coordenada, a nível de cada Estado-Membro e da União Europeia.

Por fim, e já a título de conclusão, os problemas de *curtailment* que a União Europeia está enfrentando refletem a decisão estratégica e correta de acelerar o processo de transição energética, que orientou e estimulou os investimentos em plantas de fontes renováveis. Qualquer que seja uma transição, em especial em setor de infraestrutura tão estratégico como energético, de capital intensivo e longo prazo de maturação, emergem externalidades negativas como é o caso específico dos *curtailments*.

No entanto, o diagnóstico europeu já consolidado, indicando entre as principais prioridades investimentos em redes de transmissão e distribuição, adoção de instrumentos operacionais para dar maior flexibilidade operacional ao sistema elétrico como um todo, incluindo a inserção das unidades de geração distribuída no rateio dos cortes, investimentos em sistemas de armazenamento de energia e inovações regulatórias para os devidos e necessários ajustes.

O breve e sucinto enquadramento analítico expresso neste artigo pode servir de base para a busca de soluções conjunturais e estruturais para os crescentes volumes de *curtailments* que já impactam o Setor Elétrico Brasileiro. No entanto, é necessário considerar as diferenças existentes entre modelos dos mercados elétricos e dos sistemas operacionais, entre outros, da União Europeia e do SEB. Em suma, a experiência europeia serve de base, nunca de simples cópia.