

Descompasso entre demanda e oferta no Setor Elétrico Brasileiro¹

Nivalde de Castro²

Piero Carlo Sclaverano dos Reis³

João Pedro Burlamaqui Andrade⁴

Leonardo Gonçalves⁵

A operação eficiente do Setor Elétrico Brasileiro (SEB) exige um equilíbrio constante e instantâneo entre duas variáveis: a demanda e a oferta de energia elétrica. A demanda é uma variável independente, por expressar decisões individuais dos milhares de consumidores do SEB, com diferentes perfis e quantidades requisitadas de energia. Já a oferta, ou seja, a produção de energia elétrica, também é realizada por milhares de unidades geradoras, a partir de diferentes fontes de energia, renováveis ou não renováveis.

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é a entidade responsável pelo ajuste e equilíbrio entre as duas variáveis, estimando previamente o comportamento da demanda e determinando os despachos das usinas geradoras através dos mais de 175 mil quilômetros de linhas de transmissão. Esse processo é contínuo e de imensa complexidade, sintetizado neste breve enquadramento.

A lógica do planejamento estratégico busca sempre indicar parâmetros de comportamento da expansão da oferta para que tenha alinhamento com o crescimento da demanda. No entanto, a variável oferta vem tendo uma performance de crescimento histórico distinto em razão de dois vetores.

¹ Artigo publicado pelo Broadcast Energia. Disponível em:
<https://energia.aebroadcast.com.br/tabs/news/747/55192070>

Acesso em: 26.02.2026

² Professor do Instituto de Economia da UFRJ e Coordenador-Geral do Grupo de Estudos do Setor Elétrico (Gesel-UFRJ). Escreve quinzenalmente para a Broadcast.

³ Pesquisador associado do Gesel-UFRJ e doutorando em Planejamento Energético pela COPPE-UFRJ.

⁴ Pesquisador associado do Gesel-UFRJ.

⁵ Pesquisador associado do Gesel-UFRJ.

O primeiro é associado ao processo de transição energética mundial, que permitiu que os custos das fontes eólica e solar, sempre com destaque para esta última, ganhassem escalas produtivas que resultaram em reduções de custos significativas e também a possibilidade de pequenas unidades produtivas (micro e minigeração distribuída-MMGD), que adquiriram alta competitividade.

O segundo vetor, no âmbito nacional, foi a priorização dada pela política energética aprovada pelo Congresso Nacional para os investimentos nas duas fontes com excessivo foco na MMGD, através de estímulos via subsídios cruzados, que aumentaram, ainda mais, a sua competitividade.

Nota-se que a confluência desses dois vetores teve como resultado a ampliação da capacidade de geração, ou seja, da oferta de energia elétrica que passou a crescer bem acima da demanda. Porém, como na lógica dessa equação de equilíbrio entre demanda e oferta não pode nem faltar e nem sobrar energia elétrica, o ONS passou a ter que cortar a geração de energia, processo denominado por *curtailment*. Os cortes começaram, principalmente, a partir de agosto de 2023, quando ocorreu um congestionamento em uma linha de transmissão do Sistema Interligado Nacional (SIN), criando um efeito em cadeia de interrupção automática e, por consequência, um apagão de grandes proporções.

Merece ser destacado que o rápido crescimento da capacidade de geração de plantas eólicas e solares, sempre superior às estimativas mais otimistas, não pôde ser acompanhado pela ampliação da rede de transmissão, que tem uma lógica temporal de investimento muito superior à expansão da oferta. Assim, os *curtailments* também passaram a ocorrer por problemas operativos, denominados cortes por razões elétricas. Esse tipo de corte tende a ser minimizado no futuro pela aceleração da realização de leilões de novas linhas de transmissão, incluindo investimentos em equipamentos pontuais. No entanto, os cortes por razões energéticas, vinculados ao excesso de oferta, exigem outras soluções, mais estruturais, pois o cenário é de manter a expansão acelerada como indicado no documento PDE 2035, elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

Um capítulo à parte é a micro e minigeração distribuída (MMGD), com ênfase nos painéis solares fotovoltaicos instalados em unidades consumidoras, denominados prossumidores. Por força direta dos favorecimentos dos subsídios, esse tipo de oferta tem aumentado a taxas muito elevadas, notadamente porque seu crescimento repassa parte dos custos referentes ao uso da rede de distribuição para as tarifas de todo o mercado regulado. Ou seja, os consumidores que não possuem MMGD pagam parte da tarifa do mercado regulado dos consumidores que têm capital para investir em MMGD,

induzindo ainda mais o seu crescimento, o que cria um círculo vicioso conhecido como "espiral da morte".

Ainda com foco na MMGD, a maior gravidade do descompasso entre oferta e demanda de energia elétrica é que os prossumidores não estão subordinados às ordens de despacho do ONS. Como a MMGD pode injetar energia livremente na rede de distribuição, aumentando a oferta, as distribuidoras precisam reduzir a compra de energia vinculada aos seus contratos. Portanto, há um excesso de oferta, que induz o ONS a aumentar o volume de *curtailment* da geração centralizada.

Conforme dados divulgados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), a capacidade cumulativamente instalada das fontes solar e eólica, incluindo a MMGD, aumentou de cerca de 25 GW, em 2020, para 95 GW, em 2025, representando uma taxa de incremento médio de 30,8% ao ano (a.a), bastante superior àquela observada na demanda elétrica final para o mesmo período, que foi de apenas 4,4% a.a..

Um elemento determinante crítico do rápido crescimento da capacidade instalada das plantas eólicas e solares, incluindo a MMGD, é a expansão dos valores cumulativos de subsídios, de forma desacoplada do planejamento energético da EPE e das dificuldades técnicas atuais de operação do sistema, ao mesmo tempo em que onera os consumidores, conforme mencionado acima.

A partir dos fatores apresentados, o diagnóstico indica que o SEB enfrenta uma situação de abundância ineficiente de oferta em relação à demanda efetiva. Observa-se um avanço nos subsídios para a expansão de novas usinas de baixo custo, como as eólicas e fotovoltaicas, que, sem o devido planejamento de suporte, acabam exigindo investimentos relevantes em redes e em armazenamento de energia. Em paralelo, a tarifa final dos consumidores é pressionada por múltiplos encargos (consolidados na CDE) e por custos de rede (TUSD e TUST), agravados pelas condições anteriormente mencionadas. A energia "tecnologicamente barata" tornou-se cara aos consumidores, e não uma alternativa real à geração térmica mais poluente devido aos custos sistêmicos de sua integração e ao peso dos subsídios.

Com base na análise realizada, as potenciais soluções para reverter esse quadro dentre as respostas regulatórias e medidas possíveis para o enfrentamento do cenário atual está na implementação de políticas públicas que permitam eliminar gradual e rapidamente os subsídios economicamente ineficientes, garantindo que a expansão da oferta responda a sinais de preço reais, influenciados pela demanda e não por benefícios regulatórios derivados de "jabutis" legais. Assim, é importante o estabelecimento de mecanismos regulatórios que penalizem os custos de conexão para instalações geradoras distantes de centros de consumo, conforme recomendado pelo documento

"*Diagnóstico e Perspectiva da Evolução dos Cortes de Geração no Brasil*" elaborado pelo ONS.

Do ponto de vista estrutural, a solução mais eficiente são investimentos em sistemas de armazenamento de energia químico e hidráulico, capazes de consumir energia nos horários das sobras, evitando os *curtailments* e despachando nos horários de maior demanda. Porém, para viabilizar e atrair tais investimentos, caracterizados como de capital intensivo e longo prazo de maturação, é necessário um marco regulatório qualificado e bem fundamentado, de modo que haja segurança jurídica para os empreendedores possam realizar investimentos, via participação em leilões de reserva de capacidade.

Além disso, os investimentos em novas infraestruturas de transmissão, identificadas como necessárias pelos estudos realizados com rigor técnico pelo ONS e pela EPE, devem ser prioridade para mitigar os cortes de geração já existentes. A questão sensível é que a preferência pelas novas infraestruturas exigirá investimentos bilionários adicionais, os quais poderiam ser evitados com um marco regulatório mais bem desenhado e que incluíssem o compartilhamento dos custos dos *curtailments*.

Por fim, a entrada de novas demandas por energia elétrica, como data centers e eletrolisadores para produção do hidrogênio verde, contribuirá para absorver o excesso de geração atualmente cortado. No caso dos data centers, por exemplo, grande parte dos projetos previstos concentra-se nas Regiões Sudeste e Sul e, em seguida, no Nordeste, onde a maior parte dos cortes estão atualmente localizados. Porém, a demanda desses segmentos eletrointensivos pode não ser temporalmente sincronizada com a geração renovável afetada, nem estar localizada nas mesmas áreas, o que tende a gerar custos sistêmicos adicionais.

Em suma, e a título de conclusão, o descolamento entre as taxas de crescimento da demanda em relação às da oferta precisa ser mitigado, dado o seu potencial de criar situações de grande estresse sistêmico, conforme verificado em 2023.