

**Como os Sistemas de Armazenamento de Energia (SAE) podem contribuir para
mitigação dos efeitos do excesso de geração não despachável e os desafios da
regulação sobre o tema**

Vitor Sarmiento de Mello¹

Resumo:

Artigo pretende abordar o papel dos sistemas de armazenamento de energia (SAE) como mitigador dos cortes de geração eólica e fotovoltaica (*curtailment*) decorrentes dos excedentes de geração renovável não despachável em um contexto de profundas transformações no setor elétrico brasileiro agravado pelas mudanças climáticas, bem como a atuação da ANEEL na regulação do acesso e uso dos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica por parte dos SAE, considerando especialmente a questão da tarifação nos momentos de carregamento e de injeção de energia no sistema.

Palavras-chave: Armazenamento, geração não despachável, *curtailment*, dupla tarifação, regulação.

INTRODUÇÃO

O sistema elétrico brasileiro (SEB) vem passando por profundas transformações desde a última grande reforma do modelo ocorrida em 2004, portanto, há mais de vinte anos. Especialmente na última década, a partir de 2015, o ritmo dessas transformações acelerou sobremaneira com a evolução tecnológica que permitiu a

¹ Sócio responsável pela área de energia do Rolim Goulart Cardoso Advogados. Especialista em Direito da Energia. Atuou por muitos anos coordenando o jurídico regulatório do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS. Professor de cursos em Direito da Energia no Cedin e Fisul. Autor de artigos e publicações relacionadas ao setor elétrico. Membro da Comissão Especial de Energia Elétrica da OAB/RJ – CEELE-RJ.

redução dos custos de implantação de sistemas de geração renovável não despachável, notadamente eólica e fotovoltaica, nas modalidades centralizada, e, de forma exponencial, distribuída.

Nos últimos anos esse crescimento vertiginoso da expansão da geração renovável não despachável ocorreu de forma totalmente desacoplada do crescimento da demanda por energia elétrica, reagindo aos incentivos decorrentes das alterações legislativas associadas ao término/redução de subsídios para a geração renovável centralizada e para a micro e mini geração distribuída (MMGD), que acabaram por promover as famosas “corridas do ouro” para a obtenção de novas outorgas de geração e pela conexão de novos sistemas de MMGD.

Para ilustrar esse crescimento, a capacidade instalada da geração renovável não despachável em agosto de 2021, incluindo geração centralizada e MMGD, era de 29,5 GW. Dois anos depois, em agosto de 2023, essa capacidade era de 59,8 GW, saltando para aproximadamente 90 GW em maio de 2025 segundo dados constantes do Relatório Técnico elaborado pelo ONS no âmbito do GT Cortes de Geração².

Esse crescimento exponencial desconectado do planejamento da expansão da geração (e da transmissão) e do crescimento da carga implicou em um excedente de geração nos horários de maior insolação fazendo com que o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) passasse a comandar cortes expressivos de geração solar e eólica centralizadas de forma a manter a segurança operativa do sistema, causando prejuízos relevantes aos empreendimentos de geração.

A situação chegou a ponto tão severo que em determinadas situações de carga muito baixa, como ocorrido nos dias 04 de maio e 10 de agosto de 2025, o ONS foi obrigado a reduzir ao máximo a geração hidráulica, respeitadas as restrições sanitárias e de uso múltiplo da água, e a cortar praticamente a totalidade da geração eólica e solar centralizadas, restando ao Operador uma margem muito pequena para manter o equilíbrio entre a carga e a geração do Sistema Interligado Nacional (SIN).

² RT ONS DGL 0189/2025

Diante desse ambiente de transformações profundas da matriz elétrica nacional agravado por um cenário de mudanças climáticas que traz desafios adicionais ao setor elétrico como um todo, o modelo setorial em vigor adotado desde a última grande reforma do SEB ocorrida em 2004, dá fortes sinais de esgotamento.

Em que pese tais sinais já terem sido identificados há quase uma década, tendo sido amplamente discutidas diversas medidas de modernização do marco legal do SEB desde a instauração da Consulta Pública MME nº 33/2017, não houve mudanças estruturais significativas do modelo setorial para fazer frente à evolução tecnológica e ao cenário de transição energética e de mudanças climáticas em curso.

O resultado da postergação da adoção das medidas de modernização necessárias para manter o equilíbrio do SEB e dos sinais econômicos inadequados, emitidos na forma subsídios não mais necessários, é a crise atual pela que passa o setor elétrico nacional, com excedentes massivos de geração renovável e dos cortes associados, com o crescimento exponencial de encargos e tarifas cada vez mais caras, além da inexistência de sinais de preço efetivos que funcionem como indutores do comportamento da demanda.

Considerando o agravamento da situação e a inércia do Poder Legislativo, o Poder Executivo tomou a iniciativa de editar recentemente uma série Medidas Provisórias³ endereçando questões relevantes para o setor, tais como a ampliação da tarifa social, a abertura do mercado livre para a baixa tensão, a racionalização/redução de subsídios, o tratamento dos efeitos dos cortes de geração, a criação da figura do Supridor de Última Instância (SUI), alterações no regime de autoprodução, modernização tarifária, além de tratar dos sistemas de armazenamento de energia e de incentivos para implantação de Data Centers.

A implantação, por meio de Medidas Provisórias, de mudanças tão relevantes e com impactos transversais para toda a cadeia de agentes que integram o setor acaba por

³ MPs 1300, 1304, 1307 e 1318, todas de 2025

adicionar um componente indesejado de incertezas, tendo em vista o prazo exíguo de tramitação (120 dias), o número expressivo de emendas ao texto original e a influência dos lobbies associados aos mais diversos interesses, nem sempre (ou quase nunca) alinhados aos interesses sistêmicos e/ou da parte mais sensível e vulnerável nas discussões: o consumidor final de energia elétrica.

Entretanto, a edição das referidas MPs acaba por fomentar o debate e induzir a edição das alterações legislativas necessárias para a modernização do SEB, ainda que sem o aprofundamento técnico e econômico desejável e com um nível de insegurança jurídica alto, considerando que as medidas provisórias produzem efeitos imediatos, mas ficam sujeitas à alterações quando da conversão em Lei, em razão do grande número de emendas – muitas delas sem qualquer relação com o texto original, os chamados “jabutis” - e também a vetos presidenciais.

O presente artigo pretende abordar especificamente o tema relativo aos excedentes de geração renovável não despachável e a implantação de Sistemas de Armazenamento de Energia (SAE) como medidas mitigadoras dos cortes de geração (curtailment) e como viabilizadoras da continuidade da expansão da geração renovável variável, abordando as barreiras legais e regulatórias atualmente existentes para a viabilização dessas novas tecnologias.

SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA (SAE), *CURTAILMENT* E A “DUPLA TARIFICAÇÃO” PELO USO DA REDE

Conforme abordado na introdução ao presente artigo, os cortes de geração renovável centralizada - especialmente a fotovoltaica e a eólica - vem atingindo níveis preocupantes, considerando que o crescimento da demanda por energia elétrica não acompanhou o crescimento exponencial da geração de energia não despachável.

Esse desacoplamento entre expansão da geração e crescimento da carga foi motivado pelos sinais econômicos inadequados emitidos pelo Poder Concedente e pelo

baixo crescimento econômico do país na última década, que afetou a produção industrial e consequentemente o consumo de energia elétrica.

Essa situação leva o ONS a ter que comandar expressivos cortes de geração renovável nos momentos de alta disponibilidade do insumo (sol e vento), lançando mão da geração hidráulica e térmica para atendimento à ponta da demanda, quando a geração renovável deixa de produzir energia. Todos os dias, por volta das 18h, cerca de 40 GW de energia solar deixa de ser produzida no Brasil, o que aumenta sobremaneira a complexidade de operação do sistema, que demanda cada vez mais por flexibilidade para atendimento aos picos de consumo.

A título ilustrativo, de acordo com relatório divulgado pelo BTG Pactual⁴, no terceiro trimestre de 2025 foi cortada 20,4% de toda a geração potencial de energia eólica no Brasil, sendo certo que no mesmo período do de 2024 o corte foi de 11,6%. No que se refere à classificação dos cortes, 55% dos cortes ocorridos no período (3ºT/2025) foram decorrentes de razões energéticas, ou seja, quando não é possível alocar a geração à carga.

A situação da geração fotovoltaica é ainda mais grave. Segundo o mesmo relatório, no terceiro trimestre de 2025, a geração potencial solar foi cortada pelo ONS em 34,1%, sendo que no mesmo período de 2024 o percentual de cortes da geração solar foi de 16,5%, tendo mais que duplicado o volume de cortes de 2024 para 2025, sendo 64% deles por razões energéticas.

Esses dados revelam uma tendência de aumento relevante dos cortes de geração eólica e solar, especialmente por razões energéticas, considerando a entrada de novos parques de geração centralizada e a continuidade da expansão expressiva da MMGD, que reduz sobremaneira a carga líquida a ser atendida pela geração centralizada.

⁴ *Curtailments Tracker: On the rise again in 3Q* (BTG Pactual)

Diante desse cenário, que não é uma situação exclusiva do sistema brasileiro, a implantação de Sistema de Armazenamento de Energia (SAE) vem surgindo como uma excelente alternativa para possibilitar a estabilização sistêmica da rede e a redução dos cortes de geração, absorvendo parte do excedente de geração e injetando no sistema a energia armazenada nos momentos de maior demanda.

Conforme salientado, o aumento da participação das fontes variáveis não despacháveis resulta em maiores desafios operacionais para o sistema elétrico, considerando a variabilidade na geração dessas fontes e a incerteza do regime de chuvas, o que aumenta a importância de fontes flexíveis para o Sistema.

Assim, o crescimento exponencial de fontes variáveis sem um sistema robusto de armazenamento pode levar a falhas e instabilidades na rede elétrica, especialmente em períodos de seca ou baixa produção eólica e solar, além de cenários de sobreoferta de energia somados a limitações da rede, que podem resultar em cortes de geração (*curtailment*).

Logo, tecnologias de armazenamento possibilitam compensar os efeitos da intermitência no sistema elétrico, permitindo uma integração segura de fontes renováveis e contribuindo decisivamente para estabilização da rede, por meio da prestação de serviços ancilares de controle de frequência e regulação de tensão, de suporte de potência reativa e de reserva operacional (*spinning reserve*).

Os SAE já são uma realidade em diversos países do mundo. Segundo relatório elaborado pela Agência Internacional de Energias Renováveis (IRENA)⁵, somente em 2023 foram adicionados 42 GW de capacidade de armazenamento nos sistemas elétricos de todo o mundo.

⁵ https://www.un.org/sites/un2.un.org/files/un-energy-transition-report_2025.pdf

De acordo com estudos da Wood Mackenzie⁶, somente em 2023 houve um crescimento da capacidade global de armazenamento da ordem de 162% em relação a 2022, sendo certo que entre 2024 e 2033 a capacidade global de armazenamento de energia irá crescer mais de 630%, com aproximadamente 1 TW de capacidade adicionada nesse período, excluídas as usinas hidrelétricas reversíveis.

Segundo o referido estudo, esse crescimento verificado em 2023 é apenas o começo de um mercado de “multi-TW”, considerando as políticas públicas que estão sendo implementadas em termo de incentivos fiscais e os leilões de capacidade e de hibridização de projetos de geração a serem promovidos em todo o mundo, o que tem o potencial de acelerar sobremaneira a implantação global de SAE.

A China segue como líder global do mercado de armazenamento, com um crescimento médio de 42 GW de capacidade adicionada anual ao sistema prevista para os próximos 10 anos.

Os Estados Unidos e a União Europeia vem na sequência como líderes globais na implantação de SAE na modalidade de “*grid-forming*”. O Brasil atualmente não figura nem entre os 10 maiores mercados de capacidade previstos para até 2033.

Na América do Sul o Chile se destaca como líder regional, já tendo implantado o projeto *BESS Del Desierto* com capacidade instalada de 200 MW e com capacidade de armazenamento de 800MWh com operação contínua por até 4 horas, sendo o primeiro projeto de BESS “*stand-alone*” em grande escala na região.

Percebe-se, portanto, que o Brasil se encontra atrasado no que se refere ao desenvolvimento de projetos e a implantação de sistemas de armazenamento, apesar de ser um dos líderes globais de capacidade instalada de geração eólica e solar, fato que torna ainda mais urgente avançar com as medidas legais e regulatórias necessárias para viabilizar o desenvolvimento de um mercado de capacidade de armazenamento no país.

6

<https://www.woodmac.com/press-releases/2024-press-releases/solar-and-wind-uptake-to-reach-5-twac-from-2024-to-2033/>

Diante das profundas alterações em curso no setor, especialmente as grandes mudanças na matriz elétrica brasileira, é essencial a identificação e o estudo de tecnologias de geração, transmissão e armazenamento de energia elétrica, inclusive aquelas inseridas no lado da demanda, que podem vir a ser viabilizar nos próximos anos.

A inserção de novas tecnologias normalmente decorre de políticas públicas, ou, de maneira mais natural, da viabilidade econômica das mesmas frente ao conjunto de soluções disponíveis e ao regramento do setor.

Dessa forma, a viabilização de cada solução dependerá da sua maturidade tecnológica, dos seus custos e da sua contribuição aos requisitos do sistema elétrico, além de um *framework* legal e regulatório robusto, que forneça a segurança jurídica necessária para viabilizar os investimentos em tecnologias de armazenamento.

Nesse sentido, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) instituiu a Consulta Pública nº 039/2023, visando obter subsídios para o aprimoramento do Relatório de Análise de Impacto Regulatório sobre a regulamentação para o Armazenamento de Energia Elétrica, incluindo Usinas Reversíveis de ciclo fechado.

A primeira fase da referida Consulta Pública foi encerrada em 18/12/2023 e a segunda fase teve o período de contribuições encerrado em 30/01/2025, tendo sido divulgada, após a análise das contribuições recebidas, a Nota Técnica Conjunta nº 13/2025-SGM-SCE-STD-STE-STR-SFT/ANEEL, por meio da qual foi proposto o tratamento regulatório a ser dispensado aos SAE, com a divulgação de minuta de Resolução Normativa a ser submetida à aprovação pela Diretoria Colegiada da Agência.

Em pese o longo tempo decorrido desde a instauração da primeira fase da CP nº 039/2023, até o momento não houve deliberação final da Diretoria Colegiada da ANEEL em relação ao texto final da Resolução Normativa proposto no referido procedimento.

Vale ressaltar que a fase 2 da CP nº 039/2023 corresponde apenas ao primeiro dos três ciclos previstos no *roadmap* regulatório da ANEEL, a ser concluído no final de 2027, sendo este primeiro ciclo destinado às discussões iniciais sobre o tema, com foco na caracterização dos recursos de armazenamento e na definição dos serviços a serem prestados. Também foram abordados temas relacionados ao acesso à comercialização e possíveis ajustes para eliminar barreiras regulatórias aos diversos serviços prestados ao Sistema.

Os temas principais discutidos no âmbito do 1º ciclo da referida CP foram relacionados **(i)** à definição do conceito de armazenamento como gerador, consumidor ou como uma nova figura; **(ii)** à obtenção da outorga como um “agente armazenador autônomo”, bem como para usinas reversíveis de ciclo fechado; **(iii)** ao acesso/contratação e uso da rede, especialmente no que se refere a tarifa de uso a ser aplicada (geração ou consumo); **(iv)** à forma de remuneração dos serviços prestados pelos SAE (empilhamento de receitas); e **(v)** a retirada de barreiras regulatórias, visando ajustes nas regras atuais e a neutralidade tecnológica.

De acordo com a Nota Técnica Conjunta nº 013/2025 e com a minuta de Resolução Normativa disponibilizada como anexo do referido documento, foi proposto o seguinte modelo para os SAE:

- (i) tratamento do SAE como usuário da rede elétrica, estabelecendo critérios claros para seu acesso, com definição das regras necessárias para a celebração dos Contratos de Uso dos Sistemas de Transmissão e Distribuição (CUST/CUSD);
- (ii) a possibilidade de implantação de SAE Autônomo e de SAE junto a central geradora tanto por meio de colocação — com uma única outorga abrangendo a Central Geradora e o SAE — quanto por meio de associação, na qual a Central Geradora e o SAE possuem outorgas independentes, preservando sua autonomia jurídica e operacional;

- (iii) enquadramento jurídico do SAE Autônomo como Produtor Independente de Energia Elétrica (PIE), garantindo sua inserção no marco legal e regulatório vigente;
- (iv) definição da tarifa de uso aplicável ao SAE, em sintonia com o atual arcabouço normativo, assegurando a sinalização e alocação dos custos de rede para o fluxo bidirecional de potência;
- (v) Definição das regras de tratamento dos encargos setoriais aplicáveis aos SAE, indicando o não pagamento dos encargos incidentes sobre o consumo (ESS, EER, ERCAP, PROINFA, CDE); e
- (vi) sinalização regulatória para a prestação de serviços ancilares pelos SAE, com previsão normativa para empilhamento de receitas, ampliando as possibilidades de monetização dos serviços prestados ao sistema pelo SAE.

Dos principais pontos acima elencados e que foram objeto de análise detalhada na referida Nota Técnica Conjunta, a questão que foi objeto de discordância entre os diretores da ANEEL na reunião pública de Diretoria se refere ao pagamento dos custos de utilização da rede de transmissão ou de distribuição.

Em síntese, o voto do Diretor Relator, acompanhado pelo voto do Diretor-Geral, propôs o pagamento pelos sistemas de armazenamento da tarifa de uso dos sistemas de transmissão e distribuição (TUST/TUSD) nos dois sentidos, ou seja, tanto nos momentos em que o SAE está sendo carregado, quanto nos momentos em que o SAE está injetando energia elétrica na rede.

Tal divergência motivou pedido de vista do Diretor Fernando Mosna e até o presente momento o processo não retornou à pauta de deliberação da Diretoria Colegiada da ANEEL.

Paralelamente, a MP 1304 em tramitação no Congresso, trouxe no texto do Projeto de lei de Conversão (PLC nº 10/2025) disposições acerca do armazenamento de energia e que podem ter reflexos no texto do normativo em discussão na Agência, razão pela qual o Diretor do voto-vista encaminhou o processo para continuidade de instrução pelas áreas técnicas responsáveis.

No que se refere à questão do pagamento da TUST/TUSD pelos SAE, especialmente os autônomos - que carregam seus sistemas de armazenamento com energia proveniente da rede – a discussão recai sobre se o pagamento bidirecional da TUST/TUSD representaria uma barreira para o desenvolvimento dessa tecnologia (“dupla tarifação”) ou se representaria uma alocação adequada dos custos de uso da rede.

Note-se que, considerando a opção pelo tratamento do SAE autônomo como PIE, a proposta apresentada na CP nº 039/2023 prevê o não pagamento dos encargos setoriais incidentes sobre o consumo de energia elétrica (ESS, EER, ERCAP, PROINFA, CDE), o que reforça o argumento para a concessão ao SAE do mesmo tratamento dispensado ao PIE no que se refere ao pagamento da TUST/TUSD, incidente apenas na geração.

Agentes do setor argumentam que a aplicação da tarifa de consumo ao SAE contraria os princípios da legalidade, isonomia e segurança jurídica, além de configurar extrapolação da competência regulamentar da Agência (nos termos do art. 3º da Lei nº 9.427/1996).

Por isso, defendem que os SAE Autônomos devem ser submetidos exclusivamente ao regime de TUST/TUSD geração, em harmonia com sua natureza de Produtor Independente de Energia Elétrica – PIE.

Além disso, a principal objeção é que a cobrança em ambos os sentidos (carga e injeção) resultaria em duplicidade, uma vez que a energia consumida é apenas um insumo para a reinjeção posterior (deslocamento temporal). O consumo do SAE não é

considerado consumo final típico, mas sim um consumo funcional para a prestação de serviços ao sistema elétrico.

Dessa forma, a cobrança da TUST/TUSD sobre o consumo bruto (sem descontar a energia reinjetada) ou imposição de limites à redução do MUST/MUSD para SAE colocalizados, desestimularia os investimentos necessários para a disseminação da implantação de BESS no SIN, uma vez que oneraria desproporcionalmente a tecnologia (que tem perdas no ciclo de armazenamento) e comprometeria a viabilidade econômica dos projetos.

Por outro lado, há argumentos relevantes para defender o pagamento bidirecional da TUST/TUSD, uma vez que os SAE demandam o uso efetivo da rede elétrica nos dois sentidos (carga e injeção), sendo certo que os custos totais da infraestrutura são igualmente divididos para custear o uso bidirecional da rede. O pagamento em apenas um sentido seria insuficiente para recuperar a totalidade dos custos da rede, o que comprometeria o princípio da causalidade de custos e do equilíbrio econômico-financeiro do prestador de serviço e transmissão/distribuição.

Neste sentido, há o entendimento de que a contratação e o pagamento da TUST/TUSD nos dois sentidos não configurariam duplicidade de pagamento pelo uso da rede, uma vez que são considerados como usos distintos da infraestrutura de transporte, cuja capacidade de tráfego tem seu custo repartido nos dois sentidos.

Adicionalmente, a cobrança bidirecional forneceria sinais de preços adequados para orientar o comportamento ótimo e as decisões operativas dos agentes, dada sua capacidade de modulação. Isso estimularia o uso racional do sistema, como o carregamento em horários fora de ponta e descarregamento no horário de ponta.

Por fim o Diretor-Relator do processo da CP nº 039/2023 e o Diretor-Geral da ANEEL consideraram inexistir atualmente motivações técnicas ou legais para tratar os SAE Autônomos de forma diferente dos demais usuários do sistema em relação ao

pagamento da tarifa de uso, sob o risco de violar o princípio da neutralidade tecnológica.

Assim, percebe-se que há argumentos relevantes contra e a favor em relação à questão do pagamento bidirecional da TUST/TUSD, sendo certo que essa discussão precisa ser superada com urgência pelo Regulador, cuja competência para regular o tema foi reforçada pelo §2, do Art. 1º, pelo inciso XXIV, do art. 3º, da Lei nº 9.427/96⁷, com a redação constante do texto final do PLC 10/2025, ainda pendente de promulgação pelo Executivo.

Especificamente no que se refere à definição das tarifas e das condições de acesso e de uso dos sistemas de transmissão e de distribuição, o art. 5º do PLC nº 10/2025 estabelece expressamente a competência da ANEEL para regular o tema ao alterar a redação dos §§ 1º e 2º, do artigo 9º, da Lei nº 9.648/98⁸.

No entanto, a questão deve ser tratada com cautela de forma a não criar novos incentivos/subsídios que possam vir a causar distorções indesejáveis no mercado de armazenamento, ainda incipiente no Brasil, tal como ocorreu com os sistemas de geração distribuída, cujos efeitos dos subsídios foram mantidos pela legislação até 2045.

Note-se que no último dia 10/11/2025 o Ministério de Minas e Energia (MME) instaurou a Consulta Pública nº 202/2025⁹, para obter contribuições à proposta de Portaria Normativa que estabelece as diretrizes e a sistemática para a realização do

⁷ Art. 3º A Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, passa a vigorar com as seguintes alterações:

“Art. 1º

Parágrafo único. A Aneel poderá instalar unidades administrativas regionais.” (NR)

“Art. 2º A Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel tem por finalidade regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição, armazenamento e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do governo federal.

⁸ Art. 5º A Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, passa a vigorar com as seguintes alterações:

“Art. 9º

§ 1º Cabe à Aneel regular as tarifas e estabelecer as condições gerais de contratação do acesso e uso dos sistemas de transmissão e de distribuição de energia elétrica por concessionário, permissionário e autorizado, por consumidores e por agentes dispensados de concessão, permissão ou autorização.

§ 2º Dentre as condições gerais de contratação do acesso e uso dos sistemas de transmissão e de distribuição de energia elétrica, a Aneel poderá estabelecer requisitos de controle, capacidade, flexibilidade e armazenamento de energia

⁹ <https://consultas-publicas.mme.gov.br/home>

LRCAP (Leilão de Reserva de Capacidade) na forma de potência, previsto para abril de 2026, voltado à contratação de novos sistemas de armazenamento de energia em baterias.

Trata-se de Leilão para a contratação de SAE autônomo e/ou de SAE que venham a utilizar o mesmo ponto de conexão de outros agentes, compartilhando as respectivas instalações de interesse restrito, com prazo de suprimento de 10 anos e início previsto para 1º de agosto de 2028, além de estabelecer uma potência igual ou superior a 10 anos, com operação contínua mínima de 4 horas e tempo de recarga máximo de 6 horas.

Tal fato reforça a necessidade de a ANEEL avançar com a conclusão da Segunda Fase (1º Ciclo) da CP nº 039/2023, com a definição da questão do pagamento da TUST/TUSD, de forma a conferir a segurança jurídica necessária para viabilizar a realização do LRCAP 2026.

CONCLUSÃO

Em que pese os avanços legislativos (caso o PLC nº 10/2025 seja sancionado pelo Poder Executivo) e normativos constantes da minuta de Resolução em discussão no âmbito da CP nº 039/2023, relacionados à regulação da implantação de Sistemas de Armazenamento de Energia no SIN, o Brasil ainda está bastante atrasado quando comparado aos líderes globais e mesmo regionais no mercado de capacidade.

O SEB vive um momento de profundas e complexas transformações, com inúmeros desafios na agenda regulatória relacionados à abertura do mercado para a baixa tensão e o novo papel das concessionárias de distribuição, a questão do *curtailment*, o acesso de consumidores ultra eletrointensivos de energia como os Data Centers e projetos de hidrogênio verde, a expansão da MMGD, além de questões associadas à segurança de mercado, *open energy*, racionalização de subsídios, dentre outros.

Nesse contexto desafiador, a regulação eficiente dos sistemas de armazenamento de energia se revela estratégica para o SEB, uma vez que pode endereçar parte dos problemas experimentados atualmente pelo ONS para a operação do sistema, contribuindo para equilibrar a geração e o consumo de energia elétrica, além de fornecer atributos importantes para estabilização da rede, viabilizando a integração segura e sustentável da geração renovável e reduzindo a dependência do despacho térmico em momentos de pico da demanda e baixa geração renovável variável.

Dessa forma a ANEEL tem um papel crucial para conferir a segurança jurídica necessária para viabilizar os investimentos em projetos de armazenamento de energia, seja na forma de baterias (BESS) ou na forma usinas hidrelétricas reversíveis de ciclo fechado, para que o Brasil entre definitivamente no mercado global de capacidade e possa endereçar parte das medidas necessárias para minimização dos efeitos decorrentes dos excedentes de geração renovável não despachável.