



Identificação de Barreiras e Proposição de Soluções

MODELOS PARA INTEGRAÇÃO EFICIENTE DO ARMAZENAMENTO DE ENERGIA NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

MARÇO 2026

Sumário

1. Introdução.....	1
1.1. Objetivos específicos do relatório	1
2. Evolução do Uso e da Regulação dos SAEB no Brasil	3
2.1. Marcos Iniciais: Projetos de P&D, Leilões SISOL e Universalização	3
2.2. Primeira Aplicação Conectada à Rede: Caso ISA CTEEP.....	9
2.3. Base Regulatória em Construção: Consulta Pública nº 039/2023	10
2.4. Via Rápida de Contratação: LRCAP – Armazenamento	22
2.5. Impactos da Lei nº 15.269/2025 sobre os SAEB.....	27
3. Barreiras para Inserção de SAEB no Brasil.....	29
3.1. Regimes de Outorga e Definições Regulatórias.....	29
3.2. Acesso e Uso da Rede.....	32
3.3. Fontes de Remuneração	33
3.4. Carga Tributária.....	47
3.5. Aspectos Ambientais, de Segurança e Ciclo de Vida.....	50
4. Conclusões e proposições para Inserção Eficiente dos SAEB no Brasil.....	59
4.1. Inserção Regulatória	59
4.2. Viabilidade Econômica.....	61
4.3. Segurança e Responsabilidade Ambiental.....	65
4.4. Considerações Finais	68
5. Referências	69

Lista de Tabelas

Tabela 1 Diferenças entre MIGDI e SIGFI.....	7
Tabela 2 Roadmap Regulatório Armazenamento – Revisão Proposta na 2ª Fase da CP	13
Tabela 3 Evolução do Entendimento Regulatório sobre SAE Autônomo.....	16
Tabela 4 Modelos de Outorga Propostos no Âmbito da CP 039/2023.....	18
Tabela 5 Contratação do uso do sistema.....	21
Tabela 6 Requisitos Técnicos do LRCAP de Armazenamento (2026).....	24
Tabela 7 Limites do PLD em 2025 - (Despacho ANEEL nº 3.625/2024 [29])	35
Tabela 8 Spread médio de preços em mercados selecionados (2024)	36
Tabela 9 Tributação Incidente Sobre Baterias Importadas	47
Tabela 10 Critérios de Enquadramento e Estudos Requeridos para SAEB (Res. CONSEMA nº 46/2022).....	52
Tabela 11 Normas técnicas brasileiras aplicáveis a SAEB.....	55
Tabela 12 Resumo das principais barreiras para a inserção regulatória dos SAEB.....	60
Tabela 13 Resumo das principais barreiras para a viabilidade econômica dos SAEB.....	63
Tabela 14 Resumo das principais barreiras para segurança e responsabilidade ambiental dos SAEB.....	67

Lista de Figuras

Figura 1 Marcos da Inserção e Regulação para SAEB no Brasil.....	3
Figura 2 Configurações que exigem a outorga de Agente Armazenador (esquerda: SAEB Associado; direita: SAEB Autônomo).....	15
Figura 3 Configurações para Usinas de Geração com Armazenamento (SAEB Colocalizado): à esquerda, com medição individualizada para preservação de desconto da TUST/D; à direita, sem medição individualizada, sem desconto da TUST/D.)	17
Figura 4 Pontos de Benefício Sistêmico Segundo a Metodologia MISCR - (Fonte: EPE).....	26
Figura 5 Evolução dos maiores e menores PLDs horários observados no Brasil em 2024. Fonte: CCEE [30].	36
Figura 6 Evolução das receitas por fonte dos SAEB no NEM australiano (%). Fonte: AEMO, 2025 [43].	46
Figura 7 Impacto Carga Tributária em Baterias Importadas no Brasil.....	48
Figura 8 Impacto da Carga Tributária Aplicável a Baterias Importadas no Brasil sob Regimes de Incentivo.....	49

1. INTRODUÇÃO

A transição energética em curso no Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) tem sido marcada pela expansão expressiva das fontes renováveis variáveis, especialmente a geração eólica e solar. Esse processo altera a dinâmica tradicional de operação do Sistema Interligado Nacional (SIN). A maior variabilidade na oferta de energia, o crescimento das rampas de carga líquida e a intensificação de fluxos desbalanceados entre regiões tornam a operação mais complexa e demandam novas abordagens para endereçar problemas de curto, médio e longo prazo.

Esses desafios foram amplamente diagnosticados no primeiro relatório deste projeto, [Contexto e Desafios do SEB do Presente e do Futuro](#), que destacou a necessidade crescente por flexibilidade sistêmica, serviços ancilares e capacidade firme no SIN.

A experiência internacional acompanha essa tendência. Sistemas elétricos que já alcançaram níveis elevados de penetração renovável têm incorporado tecnologias capazes de fornecer respostas rápidas, estabilizar condições dinâmicas e ampliar a confiabilidade operativa. O segundo relatório deste projeto, [Experiências Internacionais](#), analisou como diferentes países vêm conduzindo a integração dos Sistemas de Armazenamento de Energia em Baterias (SAEB) em seus sistemas elétricos, abrangendo dimensões energéticas, de mercado, segurança operacional, licenciamento ambiental, equidade social e gestão do ciclo de vida.

No Brasil, a combinação entre rápida expansão renovável, aumento da complexidade operativa e necessidade recorrente de novos recursos de potência firme abre espaço para a inserção estruturada de SAEs em múltiplas dimensões do SEB. A discussão regulatória recente, incluindo instrumentos como o Leilão de Reserva de Capacidade (LRCAP) e a Consulta Pública nº 039/2023, indica que o país se encontra em momento decisivo para consolidar diretrizes e critérios que orientem sua adoção.

Nesse contexto, o presente relatório tem como objetivo identificar as principais barreiras que limitam a inserção dos SAEB no Brasil e propor direcionamentos para sua superação. Os direcionamentos aqui apresentados constituirão a base para o relatório subsequente do projeto, dedicado à Formulação de Modelos Operacionais para Integração dos SAEB.

1.1. Objetivos específicos do relatório

Apesar do avanço do debate público e das iniciativas conduzidas pelas instituições do setor, a experiência brasileira com armazenamento em baterias ainda é incipiente. Até o final de 2024, o país somava aproximadamente 685 MWh de capacidade instalada, sendo cerca de 70% em aplicações *off-grid*, concentradas majoritariamente no Pará e no Acre, em projetos voltados à universalização do acesso à energia em áreas remotas. As experiências *on-grid* permanecem restritas a projetos-piloto e iniciativas de P&D, ainda sem definição consolidada quanto ao enquadramento jurídico, à estrutura de remuneração e ao tratamento operacional no SIN.

Diante desse cenário, o presente relatório analisa a evolução do uso e do tratamento regulatório aplicado aos sistemas de armazenamento de energia no Brasil, com foco no armazenamento químico por baterias de íon-lítio. Para tanto, será apresentada a trajetória de inserção dos SAEB

no país, abrangendo os marcos iniciais em P&D, os leilões de Sistemas Isolados, os programas de universalização, a primeira aplicação conectada à Rede Básica, a construção da base regulatória por meio da Consulta Pública nº 039/2023, a via de contratação pelo LRCAP de Armazenamento e os impactos recentes da Lei nº 15.269/2025.

Em seguida, o estudo se propõe a identificar e analisar as barreiras que ainda limitam a inserção dos SAEB, organizadas em cinco eixos: regimes de outorga, acesso e uso da rede, fontes de remuneração, carga tributária e aspectos ambientais, de segurança e ciclo de vida. Por fim, são consolidados os achados e indicados direcionamentos para a superação das barreiras identificadas, visando contribuir para a consolidação de um arcabouço regulatório previsível e tecnicamente aderente às transformações em curso no sistema elétrico brasileiro.

2. EVOLUÇÃO DO USO E DA REGULAÇÃO DOS SAEB NO BRASIL

Sendo o Setor Elétrico um dos setores da economia brasileira altamente regulado, o desenvolvimento de qualquer tecnologia passa obrigatoriamente pela sua identificação e conformação através do arcabouço regulatório. A instituição que hoje é responsável por construir, gerir, aplicar e fiscalizar a aplicação deste arcabouço é a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

Reconhecendo então o impacto da regulação no desenvolvimento das tecnologias aplicadas ao Setor Elétrico, é importante compreender o contexto regulatório dos SAEB no Brasil, destacando a trajetória que vai de iniciativas pontuais e dispersas até o início da formulação de um marco regulatório sistematizado, atualmente em desenvolvimento. Nesse contexto, a *Figura 1* apresenta os principais marcos recentes da evolução da inserção de SAEB no Brasil:

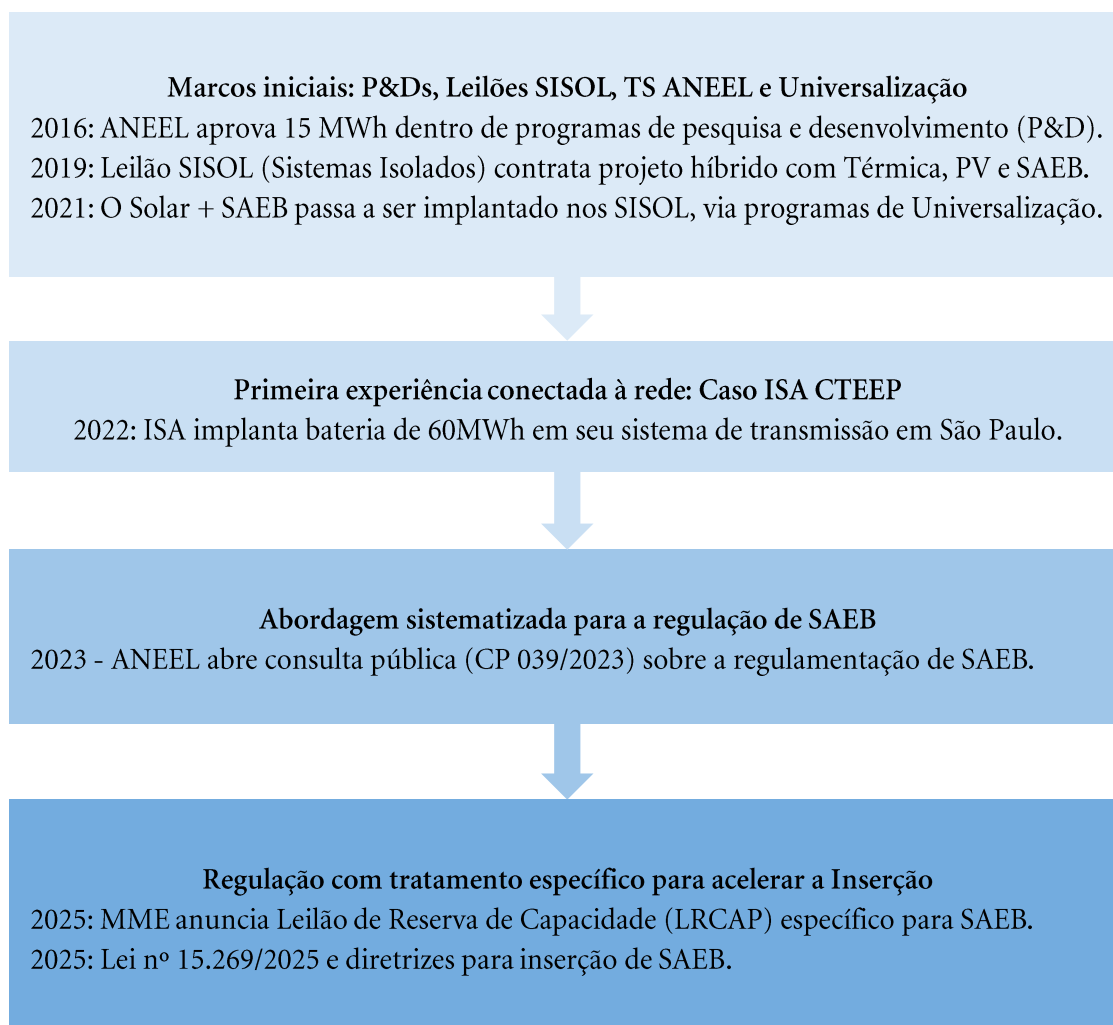


Figura 1 Marcos da Inserção e Regulação para SAEB no Brasil

2.1. Marcos Iniciais: Projetos de P&D, Leilões SISOL e Universalização

A inserção dos SAEB no Brasil teve seu primeiro marco relevante em 2016. Nesse ano, a ANEEL aprovou um total de 15 MWh em projetos-piloto dentro do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D).

O objetivo inicial dessa iniciativa foi promover o aprendizado tecnológico e operacional sobre as diversas aplicações dos SAEB no contexto do sistema elétrico nacional. Esses projetos funcionaram como uma etapa experimental para identificar desafios técnicos, econômicos e regulatórios relacionados à integração desses sistemas.

Em 2019, com a realização do Leilão de Geração nº 1/2019 [1] para os Sistemas Isolados (SISOL), regiões que não são conectadas ao SIN, a inserção de SAEB no Brasil atingiu um novo marco. Esse leilão viabilizou a primeira contratação no Brasil de um projeto híbrido que incluía baterias, sinalizando um avanço na diversificação tecnológica voltada ao suprimento energético de localidades remotas.

Nesse contexto, é importante compreender que os leilões do SISOL constituem o principal mecanismo para contratação de energia e capacidade em áreas não conectadas ao Sistema Interligado Nacional (SIN) e, desde o Decreto nº 9.047/2017 [2], toda contratação de energia para sistemas isolados deve, obrigatoriamente, ser realizada via leilão.

Diferentemente dos leilões convencionais, o leilão SISOL exige que os proponentes apresentem soluções de suprimento totalmente integradas, adaptadas a cada localidade, contemplando tanto as necessidades de energia quanto de capacidade.

Entre os projetos vencedores, o destaque em questão foi para a Usina Híbrida Forte de São Joaquim, localizada em Boa Vista, no estado de Roraima. Desenvolvido pela Brasil Bio Fuels (BBF), ele combina três fontes: uma planta térmica movida a biocombustível, geração de energia solar fotovoltaica e um sistema de armazenamento em baterias. No total, a usina contará com 56 MW de potência nominal.

O investimento total estimado é de R\$ 537,8 milhões, dos quais R\$ 235,2 milhões serão financiados pelo Banco da Amazônia. O contrato estabelecido tem duração de 15 anos, sendo remunerado a R\$ 825/MWh garantindo uma receita fixa de R\$ 168,9 milhões, e a previsão é de que a usina entre em operação em 2026.

Esse empreendimento evidencia o papel estratégico que os sistemas de armazenamento por baterias podem desempenhar na descarbonização da matriz elétrica brasileira, ao demonstrar o potencial dessa tecnologia para diminuir a dependência do diesel nos sistemas isolados do país.

Box 1 - Leilões dos Sistemas Isolados - Atualização do Leilão de 2025

O Leilão SISOL 2025 [3], realizado em setembro de 2025, representou um passo importante na transição energética das regiões isoladas da Amazônia. O certame recebeu 241 propostas, das quais 160 foram habilitadas, totalizando 1.870 MW de capacidade cadastrada, e resultou na contratação de 50,3 MW distribuídos em seis localidades, cinco no Amazonas e uma no Pará, com investimento total estimado em R\$ 312,9 milhões.

O Lote 1, correspondente às localidades de Camaruã, Novo Remanso, Cabori, Parauá e Limoeiro (AM), teve como vencedora uma usina híbrida a óleo diesel, solar e baterias, com

potência de 20,165 MW, renovabilidade média de 23%, deságio de 22,01% e preço de referência de R\$ 2.729,70/MWh.

O Lote 3, referente a Jacareacanga (PA), também foi vencido por uma usina híbrida diesel-solar-bateria, com potência de 30,100 MW, renovabilidade média de 80%, deságio de 46,89% e preço de referência de R\$ 1.593,16/MWh.

O ganho de protagonismo das baterias no resultado do Leilão SISOL 2025 decorre, em grande parte, da introdução de um mecanismo de precificação de emissões de gases de efeito estufa (GEE) nas diretrizes do certame:

- **Mecanismo de Precificação de Emissões de GEE:** Um desconto de R\$150 por tonelada de CO₂ equivalente evitada é aplicado ao preço de referência do projeto. Os projetos são comparados a uma usina de referência a diesel, com 35% de eficiência térmica. Quanto menores forem as emissões de um determinado projeto em relação ao caso de referência, maior será o benefício competitivo recebido no leilão.

O benefício é calculado utilizando a seguinte fórmula:

$$\left\{ P_{tCO_{2eq}} \times \sum_{i=j}^m \sum_{j=1}^n E_{j,i} \times (CE_{Ref} \epsilon_{diesel} - (1 - x) CE_j \epsilon_{comb,j}) \right\} \times 8760$$

Onde:

$P_{tCO_{2eq}}$ é o fator de precificação de emissões, definido em R\$ 150 por tCO_{2eq} evitada;

- $E_{j,i}$ é a geração anual de energia elétrica, em MWh, da unidade geradora j localizada no ponto i;
 - CE_{Ref} é o consumo específico de combustível da usina a diesel de referência, em TJ/MWh, assumindo 35% de eficiência térmica (tipicamente em torno de $1,0286 \times 10^{-2}$ TJ/MWh);
 - ϵ_{diesel} é o fator de emissão de CO₂ do diesel, em tCO_{2eq}/TJ;
 - CE_j é o consumo específico de combustível declarado da unidade geradora j, em TJ/MWh;
 - $\epsilon_{comb,j}$ é o fator de emissão do combustível alternativo utilizado pela unidade geradora j, em tCO_{2eq}/TJ;
 - x é a participação de biodiesel na mistura de diesel, aplicável para geradores cujo combustível principal seja o diesel (definido como zero quando o diesel não é o combustível predominante);
 - 8760 representa o número de horas em um ano.
- **Requisito Mínimo de Participação de Fontes Renováveis:** Cada projeto (exceto aqueles baseados em gás natural) deve incluir no mínimo 22% de participação de fontes de energia renováveis. Essa exigência garante um nível mínimo de sustentabilidade em todas as soluções contratadas.
 - **Atualização da Indexação de Preços de Combustíveis:** Foram introduzidos novos índices de preços para biodiesel e etanol, baseados em expectativas de preços futuros para

um horizonte de 10 anos. Essa atualização melhora a previsibilidade financeira das propostas e reflete sinais econômicos alinhados ao mercado.

As duas primeiras inovações têm potencial para estimular a competitividade na implantação de SAEB, atuando como tecnologia de backup para fontes intermitentes em soluções híbridas e, portanto, sendo uma ferramenta fundamental para a substituição gradual do diesel na região Amazônica.

Mecanismos adicionais para desincentivar o uso do diesel:

- Desativação de usinas a diesel: após cinco anos de contrato, usinas movidas a diesel poderão ser descomissionadas, caso o local esteja conectado ao SIN. Essa regra se aplica tanto a interligações planejadas previamente quanto às realizadas após o leilão.
- Manutenção de usinas renováveis e a gás natural: instalações baseadas em fontes renováveis ou em gás natural devem permanecer operando, mesmo após a interligação ao SIN.

Os leilões, no entanto, não são a única via de inserção de SAEB em regiões isoladas no Brasil. A partir do ano de 2021, programas sociais de universalização do acesso à energia elétrica do Governo Federal, Luz para Todos (LPT) [4] e Mais Luz para a Amazônia (MLA) [5], passaram a incorporar de forma sistemática o modelo Solar + Bateria, levando essa tecnologia a comunidades menores e dispersas, que não eram diretamente contempladas pelos projetos contratados nos leilões SISOL.

Dessa forma, enquanto o SISOL tem como objetivo contratar soluções integradas de maior porte, voltadas para atender localidades estratégicas e clusters populacionais mais relevantes, os programas sociais atuam de forma complementar, buscando a universalização do acesso à energia elétrica em comunidades extremamente isoladas. Assim, ambos se complementam de maneira sinérgica:

- O SISOL estrutura projetos híbridos regionais de maior escala;
- O LPT e o MLA levam sistemas descentralizados a locais menores e ainda mais remotos.

O Luz para Todos, em operação desde 2003, tradicionalmente tinha como principal estratégia a expansão da rede elétrica conectada SIN. Porém, na Amazônia Legal, fatores como desafios logísticos, restrições ambientais e baixa densidade populacional tornaram a extensão da rede tecnicamente difícil e economicamente inviável em diversas áreas.

Diante disso, o programa passou a adotar sistemas de geração distribuída com energia solar combinada a baterias de armazenamento, possibilitando fornecimento contínuo de energia, inclusive durante a noite ou em períodos de baixa radiação solar.

Em 2020, foi criado o Mais Luz para a Amazônia, ampliando essa abordagem ao se concentrar especificamente em comunidades ribeirinhas, indígenas e reservas extrativistas da região

amazônica. Diferente do LPT, que inicialmente priorizava a extensão da rede elétrica, o MLA nasceu com foco em sistemas totalmente isolados e renováveis, tendo os SAEB como elemento central para garantir a confiabilidade do suprimento e reduzir a dependência de geradores a diesel, cujo transporte na região é caro e logisticamente complexo.

Dentro desses programas, existem duas configurações principais de atendimento, regulamentadas pela Resolução Normativa nº 1.000/2021 [6]:

1. **SIGFI (Sistema Individual de Geração com Fonte Intermitente)**

- Projetado para atender uma única unidade consumidora em áreas isoladas.
- Opera exclusivamente com fontes renováveis intermitentes, principalmente solar.
- A regulação exige que a bateria tenha capacidade equivalente a 150% da demanda diária, assegurando autonomia energética mesmo em dias de baixa geração.

2. **MIGDI (Microssistema Isolado de Geração e Distribuição)**

- Atende várias unidades consumidoras por meio de uma micro rede;
- É mais indicado para comunidades maiores;
- Normalmente combina fontes renováveis com baterias e, em alguns casos, backup a diesel garantindo confiabilidade e continuidade no fornecimento de energia.

Os SIGFI têm maior adoção, pois apresentam simplicidade operacional e baixo custo por unidade atendida. Já os MIGDI são menos comuns, uma vez que demandam medição individualizada e maior complexidade operacional, o que acaba desestimulando a participação das distribuidoras.

Tabela 1 Diferenças entre MIGDI e SIGFI

Critério	MIGDI – Mini redes	SIGFI – Individual
Custos	R\$ 789,00 por kWh/mês	R\$ 1.044,00 por kWh/mês
Cobertura	Múltiplas Unidades Consumidoras	Unidade Consumidora Única
Capacidade Instalada	Até 100 kW	Varia por unidade (com meta de 90–100 kWh/mês por unidade)
Fontes de Energia	Híbrido (principalmente solar, outras renováveis + convencional)	Renováveis Intermitentes (principalmente solar)
Sistema de Armazenamento	Tamanho otimizado da bateria para garantir confiabilidade 24x7	Tamanho regulamentado da bateria para armazenar pelo menos 150% da demanda diária total
Distribuição	Mini rede padrão (BT + MT, se necessário)	Conexão Direta
Sistema de Backup	Geradores a Diesel opcionais	Apenas Armazenamento em Bateria

O impacto dos programas sociais voltados à universalização do acesso à energia pode ser claramente observado em exemplos concretos.

Um caso emblemático é o da comunidade de Remanso, localizada em Xique-Xique (Bahia) e atendida pelo LPT. Nesse projeto, a Neoenergia Coelba implantou uma planta solar de 243 kWp, integrada a baterias de íons de lítio, capazes de garantir o fornecimento de energia por até 48 horas sem necessidade de geração solar. Além disso, foram construídos 35 km de redes de distribuição, formando uma micro rede robusta, com nível de confiabilidade comparável ao SIN [7].

Outro exemplo relevante é o projeto desenvolvido pela Energisa, em Vila Restauração, na região amazônica [8]. Antes da implantação do novo sistema, a comunidade atendida dispunha de apenas três horas de eletricidade por dia, fornecidas por geradores à diesel. Com a implementação de uma solução híbrida, composta por painéis solares, SAEB e geradores a biodiesel, houve um aumento expressivo na disponibilidade de energia, além de redução significativa nas emissões e nos custos logísticos, que eram elevados devido à complexidade do transporte de combustível na região.

Nesse contexto, fica claro o papel social prestado pela adoção das baterias no processo de universalização do acesso à energia no Brasil. Sistemas de armazenamento pode garantir fornecimento contínuo em localidades remotas e isoladas, onde a rede elétrica não chega de forma confiável ou apresenta interrupções frequentes.

Além do acesso básico, as baterias trazem ganhos sociais indiretos. A disponibilidade de energia firme possibilita maior tempo de iluminação em escolas, conservação de medicamentos em postos de saúde, acesso a tecnologias digitais e apoio a pequenos empreendimentos produtivos locais. Essa infraestrutura energética mais estável fortalece o desenvolvimento econômico regional, ampliando oportunidades de renda e inclusão social.

Na ótica da inserção da tecnologia no país, no entanto, os avanços proporcionados por esses projetos, ainda são insipientes e restrito a aplicações em pequena escala, voltadas exclusivamente para sistemas isolados.

Box 2 Do Primeiro Acesso ao Valor Econômico: O Papel do SAEB em Comunidades Isoladas

Embora o SISOL represente hoje o principal contexto de inserção dos SAEB no Brasil, o potencial de ampliação do uso dessas tecnologias nas regiões isoladas permanece significativo, especialmente para ampliar o fornecimento de energia em localidades recentemente universalizadas por meio do LPT e do MLA.

Nesses territórios, os programas de universalização cumprem um papel essencial ao assegurar o primeiro acesso à eletricidade, atendendo necessidades básicas como iluminação residencial, refrigeração doméstica e, em alguns casos, bombeamento de água. Esse é um avanço

fundamental; contudo, ainda insuficiente para sustentar uma trajetória mais robusta de desenvolvimento econômico local.

O passo seguinte para promover a plena integração comunitária e ampliar os benefícios socioeconômicos depende justamente de uma oferta energética maior, mais estável, contínua e confiável, condição em que os SAEB podem desempenhar papel central. A ampliação do uso de armazenamento pode permitir superar o patamar do “acesso mínimo” e viabilizar o avanço de atividades econômicas locais.

Nesse contexto, o SAEB pode liberar demanda reprimida e reduzir a limitação estrutural de consumo que hoje restringe ou inviabiliza atividades produtivas, como processamento de alimentos, refrigeração comercial, pequenas manufaturas, beneficiamento de produtos locais e cadeias extrativistas sustentáveis.

Em muitas dessas localidades, a economia depende de setores tradicionais, como pesca sustentável (incluindo o manejo do pirarucu), extração e beneficiamento do açaí, refrigeração para comercialização e o turismo sustentável, que podem ser diretamente impulsionados por uma oferta energética maior e estável.

Ainda que este relatório tenha como foco principal as barreiras regulatórias e econômicas à inserção dos SAEB no SIN, reconhece-se a relevância estratégica desse tema para as regiões isoladas. Por essa razão, o estudo prevê, em etapa posterior, um aprofundamento específico sobre as aplicações dos SAEB em usos produtivos nas comunidades atendidas pelo SISOL e sobre seu potencial de apoiar a transformação energética e o desenvolvimento econômico local.

2.2. Primeira Aplicação Conectada à Rede: Caso ISA CTEEP

Em 2021, um novo passo foi dado: a empresa transmissora ISA Energia recebeu autorização para implantar um SAEB na Subestação de Registro (138 kV), localizada em São Paulo [9]. O projeto foi desenvolvido com potência de 30 MW e tempo mínimo de descarga de 2 horas, totalizando 60 MWh.

No ano seguinte, em 2022, o sistema entrou em operação, representando um marco inédito no setor elétrico brasileiro: foi a primeira aplicação de um SAEB conectado diretamente ao SIN, atuando como ativo de transmissão.

O objetivo principal do projeto era reforçar o fornecimento de eletricidade para a região litorânea sul do estado de São Paulo durante o período do verão, quando a demanda aumenta significativamente. Essa região possui uma carga total aproximada de 400 MW, atendendo cerca de 2 milhões de pessoas.

A solução com baterias foi escolhida para realizar *peak shaving*, ou seja, o suprimento energético durante os picos de demanda. A alternativa se mostrou economicamente viável diante de atrasos

e incertezas na construção de novas linhas de transmissão, dificultadas por restrições socioambientais existentes na região.

O estudo que definiu a escolha do SAEB foi conduzido em conjunto pela ISA Energia, Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Ele avaliou quatro opções para reforçar o atendimento energético da região:

1. Reconstrução de uma linha de transmissão de 138 kV - considerada inviável devido ao longo prazo de implementação, incompatível com a urgência da demanda.
2. Geradores a diesel - solução mais cara, com logística complexa e impactos ambientais negativos, devido às emissões de gases de efeito estufa.
3. Geradores a diesel combinados com transformadores defasadores - apresentavam as mesmas desvantagens da opção anterior, porém com custos ainda mais altos.
4. **Sistema de armazenamento em baterias (SAEB)** - alternativa escolhida por permitir implantação mais rápida, custos menores em comparação às opções 2 e 3, além de não produzir emissões diretas.

O investimento autorizado para o projeto foi de R\$ 146 milhões, com uma Receita Anual Permitida (RAP) de R\$ 27 milhões, incluindo 2,0% destinados a custos de operação e manutenção (O&M). Os valores foram calculados com base em junho de 2021, e a vida útil regulatória definida foi de 17 anos.

Ao aprovar o projeto, a ANEEL destacou a necessidade de modernizar o arcabouço regulatório para acomodar inovações tecnológicas economicamente viáveis, como os SAEB. A agência também reforçou seu compromisso com a equidade regulatória, assegurando que outros agentes de mercado interessados nessa tecnologia terão oportunidades equivalentes.

Apesar desse avanço, este projeto continua sendo o único caso no Brasil em que baterias foram formalmente reconhecidas como ativo de transmissão.

2.3. Base Regulatória em Construção: Consulta Pública nº 039/2023

2.3.1. Andamento do processo regulatório

As discussões sobre a criação de uma regulação estruturada e abrangente para o armazenamento de energia no Brasil tiveram início com a inclusão do tema na Agenda Regulatória 2020–2021 da ANEEL, aprovada por meio da Portaria nº 6.171/2019 [10]. Essa agenda trouxe a necessidade de adequações regulatórias para permitir a inserção de sistemas de armazenamento no SIN.

Até então, as iniciativas relacionadas ao armazenamento eram pontuais e fragmentadas, com foco principal na implementação em sistemas isolados. A partir desse novo direcionamento, a ANEEL passou a adotar uma visão mais ampla e estratégica, voltada para a construção de um arcabouço regulatório consistente, capaz de impulsionar o desenvolvimento do setor de armazenamento no país.

Esse movimento ocorreu em um contexto de transição energética global, caracterizada por:

- A expansão das fontes renováveis intermitentes, como solar e eólica;
- A eletrificação crescente da matriz energética;
- A necessidade de maior flexibilidade e segurança operativa nos sistemas elétricos.

A experiência internacional mostrava que o armazenamento já desempenhava um papel central na solução de problemas relacionados à intermitência e à estabilidade elétrica. Isso se dava especialmente por meio das usinas hidrelétricas reversíveis, ao mesmo tempo em que se verificava uma rápida expansão do uso de baterias em larga escala.

Com esse cenário como pano de fundo, em 2020 a ANEEL iniciou efetivamente o processo de estruturação regulatória ao abrir a Tomada de Subsídios (TS) nº 011/2020 [11]. O objetivo foi coletar contribuições para elaborar propostas de adequações regulatórias necessárias à inserção de tecnologias de armazenamento no SIN, abrangendo tanto baterias quanto usinas reversíveis.

Como resultado dessa consulta, foi definido um *roadmap* regulatório dividido em três ciclos de implementação:

- Primeiro Ciclo (2023 e 1º semestre de 2024): Foco no armazenamento de forma geral, exceto usinas reversíveis de ciclo aberto;
- Segundo Ciclo (2º semestre de 2024 e 2025): Foco nas usinas reversíveis de ciclo aberto e na criação de *sandboxes* regulatórios;
- Terceiro Ciclo (2026 e 1º semestre de 2027): Foco em ajustes nas instruções das reversíveis de ciclo aberto e no desenvolvimento de novos modelos de negócios.

Seguindo o rito estabelecido pela ANEEL, em outubro de 2023 foi aberta a Consulta Pública nº 039/2023 (CP 039/2023), com objetivo de “*obter subsídios para o aprimoramento do Relatório de Análise de Impacto Regulatório sobre a regulamentação para o Armazenamento de Energia Elétrica, incluindo as Usinas Reversíveis*” [12]. A abertura da CP 039/2023 marcou o início de uma abordagem estruturante para a regulação dos SAE no Brasil.

A partir da análise de causas e consequências das barreiras à implementação dos sistemas de armazenamento, apresentada no Relatório de Análise de Impacto Regulatório (AIR) [13], a ANEEL estruturou três objetivos principais, a serem tratados no primeiro ciclo do *roadmap* regulatório, propondo soluções normativas que serviram de base para a primeira fase da CP.

Objetivos e soluções normativas da primeira fase da CP 039/2023

Objetivo específico 1: Adaptar a regulação de acesso às redes às novas tecnologias de armazenamento.

- Solução Normativa 1: Definição do MUST/D a ser contratado.
- Solução Normativa 2: Estabelecimento da forma de contratação do uso da rede (CUST/D).
- Solução Normativa 3: Definição da tarifa de uso da rede (TUST/D) aplicável.

Objetivo específico 2: Ajustar a regulação de outorgas às novas soluções de armazenamento.

- Solução Normativa 4: Definir o modelo de outorga para usinas reversíveis em ciclo fechado ou semifechado.
- Solução Normativa 5: Estabelecer o modelo de outorga para adição de unidades reversíveis em UHE ou PCH já existente.
- Solução Normativa 6: Criar e definir o modelo de outorga para o Agente Armazenador Autônomo.
- Solução Normativa 7: Definir o modelo de outorga para usina de geração que inclua sistema de armazenamento.

Objetivo específico 3: Analisar alternativas para a estrutura de remuneração aplicável aos sistemas de armazenamento.

- Solução Normativa 8: Aprimorar os mecanismos de remuneração que envolvam tecnologias de armazenamento.

A segunda fase da consulta pública teve início em dezembro de 2024, com o propósito de aprofundar o diálogo com a sociedade, consolidando as contribuições apresentadas na primeira fase e formalizar novas proposições para os temas tratados, considerando sugestões e aperfeiçoamentos discutidos.

Em agosto de 2025, é publicada a Nota Técnica nº 266/2024 [14], de encerramento da CP, que apresenta uma análise detalhada das novas contribuições recebidas, com ênfase nos temas os quais não foi possível alcançar uma convergência de opiniões durante a primeira fase do processo. Além disso, a Nota Técnica propõe uma revisão dos ciclos subsequentes do *roadmap* regulatório, levando em consideração as prioridades indicadas pelas contribuições dos participantes do setor.

Até o momento, não existe decisão final sobre o encaminhamento definitivo do tema. As deliberações futuras deverão levar em conta os documentos gerados ao longo do processo, sendo provável que ajustes sejam realizados antes da consolidação da regulação. Assim, este relatório analisa possíveis alterações regulatórias com base em um debate ainda em andamento, sem caráter conclusivo.

A Tabela 2 apresenta a revisão do *roadmap* Regulatório para Armazenamento de Energia, realizada durante a 2ª fase da CP 039/2023. Essa revisão concentrou-se principalmente nos ciclos dois e três, já que os temas do primeiro ciclo continuaram sendo tratados ao longo das discussões no escopo da CP.

A única alteração diretamente relacionada ao primeiro ciclo foi o adiamento das discussões sobre usinas reversíveis de ciclo semifechado, que antes estavam previstas apenas para o terceiro ciclo e passaram a ser abordadas já no segundo ciclo, juntamente com as usinas reversíveis de ciclo aberto.

Tabela 2 *Roadmap* Regulatório Armazenamento – Revisão Proposta na 2ª Fase da CP

Ciclo	Objetivos e produtos esperados
1º Ciclo (2023–2025)	<ul style="list-style-type: none"> • Conceituação: Especificações e características; • Outorga: Armazenamento junto ao gerador, armazenamento independente, casos de dispensa de outorga; • Acesso e uso de rede: CUST/D, MUST/D, TUST/D; • Acesso à comercialização: Cadastro, medições, e aspectos de contabilização e liquidação; • Eventuais ajustes para barreiras regulatórias: Serviços Ancilares, Leilões de Capacidade, Resposta da Demanda e Leilões de Sistemas Isolados.
2º Ciclo (2025–2026)	<ul style="list-style-type: none"> • Ajustes finais nas instruções de armazenamento do 1º Ciclo; • Aprimoramentos no Procedimentos de Rede, nos Procedimentos de Distribuição e nas Regras de Comercialização; • Usinas Hidrelétricas Reversíveis de ciclo semiaberto e aberto: <ul style="list-style-type: none"> ○ Estudo de inventário e questões de aproveitamento ótimo; ○ Possíveis impactos da Lei nº15.269/2025¹. • Tratamento regulatório do SAE para mitigação de <i>curtailment</i> e <i>Constrained-off</i>; • Sistema de Armazenamento para prestação de serviço aos segmentos de Distribuição e Transmissão; • Integração de armazenamento à outorga de comercializador¹; • SAE associado a consumidores; • Avaliação sobre <i>Sandboxes</i> Regulatórios.
3º Ciclo (2026–2027)	<ul style="list-style-type: none"> • Ajustes finais nas instruções das Usinas Reversíveis de ciclo aberto; • Aprimoramentos nos Procedimentos de Rede e nas Regras de Comercialização; • Agregadores dos serviços correlatos; • Simulação nos modelos computacionais: Impactos na programação da operação e na formação de preço de curto prazo.

No primeiro ciclo (2023–2025) estão concentradas as discussões mais relevantes para a integração das baterias no setor elétrico brasileiro. Ele define conceitos, especificações e características dos sistemas de armazenamento, estabelecendo a base para regulamentar o uso dos SAEB. Também abrange a criação de regras para outorga, fundamentais para permitir que empreendimentos que incluam baterias sejam autorizados a operar, seja como parte de uma usina geradora, seja como instalação independente.

¹ Tópico adicionado ao roadmap pela NT Conjunta 03/2026 em resposta da publicação da Lei 15.269/2025, que trouxe novos elementos ao arcabouço legal do armazenamento, como será analisado em seção seguinte.

Outro ponto de destaque é a definição das condições de acesso e uso da rede, envolvendo os parâmetros CUST/D, MUST/D e TUST/D, que irão determinar como os sistemas de baterias se conectam ao SIN e como serão cobradas as tarifas associadas a essa conexão. Além disso, o primeiro ciclo trata de questões ligadas à comercialização, incluindo cadastro, medições, contabilização e liquidação, todos aspectos indispensáveis para que os SAEB possam participar ativamente do mercado de energia.

Esse ciclo também contempla ajustes regulatórios para remover barreiras que atualmente limitam a adoção em larga escala dos sistemas de baterias. Entre eles estão o enquadramento das baterias como prestadoras de serviços ancilares, sua participação em leilões de capacidade, a integração com programas de resposta da demanda e a adequação das regras para os leilões de sistemas isolados, nos quais as baterias já vêm ganhando relevância.

O segundo ciclo (2025–2026) tem um caráter de consolidação e expansão, abordando temas mais complexos, como o tratamento regulatório dos SAEBs voltados à mitigação de curtailment, situações em que a geração renovável precisa ser reduzida por limitações na rede, e de *constrained-off*, quando o despacho de uma usina é impedido por restrições operativas.

Essa fase também amplia o escopo regulatório ao considerar o armazenamento como ativo de distribuição e transmissão, reconhecendo-o como monopólio natural e preenchendo uma lacuna importante que afeta diretamente o desenvolvimento de projetos de baterias conectadas em diferentes pontos da rede. No entanto, cabe destacar o entendimento da ANEEL que ativos de armazenamento já podem ser adotados nos sistemas de transmissão e distribuição, à exemplo do Caso ISA CTEEP.

Por fim, o terceiro ciclo (2026–2027) será voltado para ajustes finais e aprofundamentos, incluindo aprimoramentos nos Procedimentos de Rede e nas Regras de Comercialização, além de estudos avançados, como simulações computacionais para avaliar os impactos dos sistemas de baterias na operação do sistema elétrico e na formação de preços de curto prazo.

A revisão da 2ª fase da CP buscou antecipar e priorizar temas essenciais para a expansão do uso de baterias, como sua integração ao SIN e a criação de modelos de negócios viáveis. Com essa reorganização, o primeiro ciclo passa a ser o ponto central para viabilizar a entrada dos SAEB no mercado brasileiro, enquanto os ciclos seguintes se dedicam à evolução e ao aperfeiçoamento do marco regulatório.

Após a publicação da Nota Técnica Conjunta nº 13/2025 [15], de encerramento da segunda fase de CP, o processo segue em fase de instrução interna na ANEEL, sem deliberação final da Diretoria. A aprovação da matéria foi pautada em Reunião Pública Ordinária da Diretoria da ANEEL, mas houve divergências entre os diretores da Agência, principalmente quanto à regra proposta para a tarifação do uso dos sistemas de distribuição e transmissão, o que levou ao pedido de vistas do processo. Depois, a ANEEL sinalizou que a publicação da Lei nº 15.269/2025 (que será explorada em seções seguintes deste documento) poderia afetar a proposta em andamento da CP, o que motivou mais uma vez o adiamento da sua conclusão. Assim, como

atualização mais recente do processo até o momento, a ANEEL publicou a Nota Técnica Conjunta nº 3/2026 [25], ajustando a proposta de adequações regulatórias encaminhadas.

A expectativa é de que ajustes no *roadmap* e nos textos normativos preliminares sejam submetidos oportunamente à deliberação colegiada, antes da abertura de atos normativos vinculantes. Até que isso ocorra, o tema permanece em tramitação regulatória, sem definição conclusiva.

Paralelamente à conclusão desta fase da regulamentação, a ANEEL, através do Ofício nº 552/2025-GDG/ANEEL, informou às empresas do setor que iniciará a instrução de pleitos de outorga para SAE colocados a centrais geradoras com base na legislação vigente e nos critérios técnicos aplicáveis, ressaltando a importância estratégica destes ativos.

Considerando a complexidade e a importância estratégica das baterias para a transição energética, esta seção encerra a apresentação do contexto geral da CP 039/2023, preparando o terreno para a próxima parte do relatório, “Propostas em discussão”, que detalhará as discussões mais diretamente relacionadas à outorga e ao acesso à rede para projetos de SAEB.

2.3.2. Propostas em discussão

A ANEEL reconheceu a necessidade de criar um tratamento regulatório diferenciado conforme a natureza do empreendimento de armazenamento. Nesse sentido, o desenho normativo proposto pela ANEEL, distingue o armazenamento, fundamentalmente, entre duas categorias:

- i. Agente Armazenador Autônomo; e
- ii. Usinas de geração com sistema de armazenamento.

Agente Armazenador Autônomo



Figura 2 Configurações que exigem a outorga de Agente Armazenador (esquerda: SAEB Associado; direita: SAEB Autônomo)

O Agente Armazenador Autônomo é configurado por instalações com outorga própria e medição individualizada, que pode se conectar à rede diretamente ou através de instalações compartilhadas, como indicado na Figura 2.

A ANEEL inicialmente considerou a possibilidade de um modelo simplificado, sem necessidade de outorga formal, semelhante ao tratamento conferido a centrais de pequeno porte. A intenção era reduzir barreiras de entrada e permitir o surgimento de projetos-piloto em um ambiente de menor complexidade regulatória, estimulando a difusão tecnológica dos SAEB no país.

Entretanto, as contribuições à CP nº 039/2023 destacaram que a ausência de um ato formal de outorga poderia comprometer a segurança jurídica e dificultar a aplicação da TFSEE², uma vez que a cobrança da taxa pressupõe a existência de um ato autorizativo formal. A inexistência de registro institucional claro para o agente armazenador também limitaria a capacidade de fiscalização da ANEEL e criaria desequilíbrios concorrenciais frente a geradores e consumidores especiais, que atuam sob regime de outorga ou registro específico.

Diante dessas preocupações, a Agência reviu seu entendimento e passou a propor a necessidade de autorização específica para sistemas autônomos, a ser formalizada por meio de Resolução Autorizativa, conferindo à atividade o mesmo nível de rastreabilidade e controle aplicável às demais instalações conectadas à rede. Conforme a Nota Técnica Conjunta nº 13/2025 [24], essa autorização se daria inicialmente sob o regime de Produtor Independente de Energia (PIE), aplicável apenas a sistemas efetivamente interligados ao sistema elétrico, preservando a liberdade para instalações *behind-the-meter*³, de uso próprio pelos consumidores.

Com a publicação da Lei nº 15.269/2025, o armazenamento foi reconhecido como atividade expressa no escopo regulatório da ANEEL, conferindo fundamento legal próprio para a outorga dos SAE. Conforme a Nota Técnica Conjunta nº 3/2026 [25], esse novo marco tornou dispensável o vínculo formal com o regime de PIE, embora a Agência tenha mantido a lógica de equivalência funcional com a geração, dado que ambas as atividades envolvem comercialização de energia, acesso à rede e celebração de CUST/CUSD. A ANEEL deverá, assim, editar Resolução Normativa própria, instituindo regime autorizativo específico para os SAE, com cadastro dedicado e ajustes nas resoluções vigentes.

Tabela 3 Evolução do Entendimento Regulatório sobre SAE Autônomo

Aspecto	Proposta Inicial (CP 039/2023)	Contribuições Recebidas	Encaminhamento Atual (NT 13/2025 e NT 03/2026)
Necessidade de Outorga	Dispensa (modelo simplificado)	Questionamento: compromete segurança jurídica e fiscalização	Exigência de Resolução Autorizativa

² A Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE) é uma taxa federal instituída pela Lei nº 9.427/1996 e devida anualmente por agentes do setor elétrico para custear as atividades de regulação e fiscalização exercidas pela ANEEL. Seu cálculo baseia-se na potência ou energia outorgada/instalada, variando conforme o tipo de agente (geração, transmissão, distribuição ou comercialização).

³ “Behind-the-meter” (BTM) refere-se a equipamentos, recursos energéticos ou sistemas instalados no lado do consumidor, isto é, após o medidor de energia. Operam de forma direta para atender a carga local e não são despachados pelo Operador do Sistema.

Regime Jurídico	Agente Armazenador	Debate: PIE vs. comercializador vs. categoria própria	Enquadramento próprio (com paralelismo aos PIE)
Aplicação de TFSEE	Indefinida (sem outorga formal)	Necessidade de ato formal para cobrança	Aplicável (base: potência instalada)
Registro na CCEE	Indefinido	Obrigatoriedade para rastreabilidade	Obrigatório como Agente
Behind-the-Meter	Não tratado explicitamente	Solicitação de preservação de liberdade	Dispensado de outorga
Proporcionalidade por Porte	Não prevista	Solicitação de graduação por escala	Não atendida (lacuna identificada)

É importante destacar que a categoria de Agente Armazenador Autônomo abrange tanto os SAEB autônomos com ponto de conexão próprio quanto aqueles associados a unidades de geração, possibilitando a otimização da contratação conjunta de uso do sistema. No caso dos associados, embora haja compartilhamento do ponto de conexão com a usina geradora, o armazenamento mantém outorga própria, medição individualizada e contabilização independente via CCEE. Há, portanto, medição individualizada de fluxos de energia entre a geradora e as baterias e toda a operação é contabilizada via mercado.

Usinas de Geração com Sistema de Armazenamento



Figura 3 Configurações para Usinas de Geração com Armazenamento (SAEB Colocalizado): à esquerda, com medição individualizada para preservação de desconto da TUST/D; à direita, sem medição individualizada, sem desconto da TUST/D.)

Nos empreendimentos em que o sistema de armazenamento é colocalizado com uma usina de geração, ou seja, compartilha o ponto de conexão e realiza trocas internas de energia com a unidade geradora, a principal discussão regulatória concentrou-se em determinar a forma de outorga aplicável. Diferentemente do modelo de Agente Armazenador Autônomo, em que geração e armazenamento possuem autorizações independentes, a configuração colocalizada pressupõe integração operacional entre os dois componentes.

Nesse contexto, a ANEEL propôs que o armazenamento seja tratado como alteração de característica técnica da usina, sendo incorporado à mesma outorga da unidade geradora. Essa abordagem implica outorga única para o conjunto geração-armazenamento, com medição unificada no ponto de conexão. Os fluxos internos de energia entre a geradora e o SAEB são, portanto, invisíveis para a rede, não havendo obrigatoriedade de medição individualizada.

Essa configuração representa uma opção do empreendedor que busca simplificação administrativa. No entanto, a manutenção de tarifas incentivadas aplicadas à usina geradora dependerá da instalação de medição individualizada entre geração e bateria, a fim de assegurar que o carregamento do SAEB seja realizado integralmente com energia da unidade geradora colocalizada.

Ao integrar o armazenamento à outorga de geração, o empreendimento preserva as condições tarifárias originais, evitando a incidência de encargos adicionais sobre o componente de armazenamento.

A NT 13/2025 reconhece que essa convivência de fluxos de energia demanda maior precisão na definição da fronteira entre geração e armazenamento, especialmente quanto à origem da energia utilizada para o carregamento das baterias. Como explicado, o documento indica que as usinas de geração com armazenamento podem optar por recarregar o SAEB tanto com energia proveniente da própria unidade geradora quanto da rede elétrica.

Essa flexibilidade, embora positiva do ponto de vista comercial, cria desafios regulatórios relevantes para a padronização operacional, quanto à aplicação de encargos setoriais e à contabilização de energia na CCEE. Nesse contexto, é preciso garantir a contabilização exata da parcela de energia cujo carregamento foi proveniente da unidade de geração e da parcela proveniente da rede, de forma a proporcionalizar benefícios tarifários. A **Tabela 4** resume as principais características em relação ao modelo de outorga e tipo de armazenamento.

Tabela 4 Modelos de Outorga Propostos no Âmbito da CP 039/2023

Característica	Usina de Geração com SAEB colocalizado	Armazenador Autônomo
Forma de Autorização	Outorga unificada (geração + armazenamento, por <i>alteração de características técnicas</i>)	Resoluções Autorizativa própria
Ponto de conexão	Compartilhado entre usina e SAEB colocalizado	Compartilhado ou não com outras instalações

Medição	Unificada (geração + armazenamento) ⁴	Individualizada
Carregamento do SAE	Pode ser da própria geração ou da rede	Apenas da rede, via mercado (vedada conexão direta)
Contabilização CCEE	Integrada	Independente (via compra de energia)
Aplicação de Encargos	Unificada com a geração	Proporcional ao SAE
Associação	Não se aplica entre a usina e o SAEB colocalizado, mas podem participar de associação com outras instalações	Pode participar de associação com outras usinas e instalações

Acesso e Uso da Rede

O acesso à Rede Básica no Brasil é estruturado por três instrumentos interdependentes: o Contrato de Uso do Sistema de Transmissão e/ou Distribuição (CUST/D), o Montante de Uso do Sistema de Transmissão e/ou Distribuição (MUST/D) e a Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão e/ou Distribuição (TUST/D). O CUST/D formaliza juridicamente a relação entre o usuário e o ONS, estabelecendo direitos, obrigações e condições técnicas. O MUST/D representa a quantidade de potência (em MW) que o agente contrata da rede. A TUST/D corresponde ao valor pago pelo uso da infraestrutura, calculado com base no MUST/D contratado e na localização do ponto de conexão, e serve para remunerar transmissoras e distribuidoras. O produto do MUST/D e TUST/D resulta no Encargo de Uso do Sistema de Transmissão ou Distribuição (EUST/D) a ser pago pelos usuários da rede.

Como regra geral, centrais geradoras devem contratar valor de MUST correspondente à potência instalada da usina descontada a sua carga própria, evitando sobrecarga no sistema de transmissão e preservando sua segurança. Em 2021, a Resolução Normativa nº 954 da ANEEL [26], introduziu o conceito de centrais geradoras híbridas e centrais geradoras associadas. O normativo criou uma flexibilização na regra de contratação, permitindo a contratação em conjunto de montante inferior à soma das potências instaladas das usinas, de forma a utilizar da complementariedade das fontes para otimizar a contratação do uso da rede de transmissão.

⁴ Para a manutenção de descontos tarifários para fontes incentivadas, será exigida a individualização da medição.

A definição do MUST/D para SAEB constitui um ponto sensível do acesso à rede, dado seu impacto direto nos custos fixos do empreendimento. Do ponto de vista da infraestrutura de transmissão, cada sentido do fluxo de potência representa um uso distinto da rede: quando o SAEB absorve energia, demanda capacidade no sentido geração-carga; quando injeta, demanda capacidade no sentido oposto. Essa lógica fundamenta a exigência de contratação nos dois sentidos.

Para o Agente Armazenador Autônomo, a NT nº 13/2025 indica a necessidade de contratar MUST/D tanto na modalidade de geração quanto na de consumo, considerando as suas potências de carregamento e descarregamento com a carga própria, refletindo sua capacidade de operar nos dois sentidos. Enquanto o montante contratado para injeção de potência na rede deve ser no mínimo a potência máxima de descarregamento subtraída a carga própria, o montante contratado de consumo é declarado pelo usuário, considerando a máxima potência elétrica demandável da rede por horário e, assim, permitindo contratação de montante de consumo inferior à potência instalada do SAEB e distinta nos horários de ponta e fora de ponta. Essa dupla contratação implica reserva de capacidade em ambas as direções do fluxo, com o consequente impacto tarifário.

Para Usinas de Geração com Sistema de Armazenamento (colocalizado), a regulamentação propõe flexibilização significativa. Nesses casos, seria possível que o MUST/D do sistema de armazenamento seja acomodado dentro do montante já contratado pela usina geradora, com contratação nula de consumo da rede e sem adicional para a injeção. Essa solução busca incentivar a hibridização de usinas renováveis ao eliminar a necessidade de ampliação de rede ou contratação adicional proporcional, aproveitando a ociosidade natural da infraestrutura em determinados períodos.

A ANEEL também sinalizou a possibilidade de aplicação do conceito de *peak shaving*⁵ da geração para fins de dimensionamento do MUST para o SAEB colocalizado, permitindo redução da contratação mínima de potência ao atuar no deslocamento de picos de injeção. Essa alternativa poderia ampliar a eficiência na utilização da infraestrutura existente ao permitir a redução em até 20% ou 30% (percentual exato ainda será deliberado) em relação ao limite mínimo de contratação, conforme a proposta em encaminhamento pela ANEEL.

Ambas as configurações podem participar de associações com outras instalações. Nessa modalidade, as instalações associadas contratam o uso do sistema de transmissão em conjunto. O montante contratado deve estar dentro de uma faixa de potência, definida pela potência instalada da tecnologia de maior participação e a soma da potência de todas as instalações. Os SAEB expandem o limite superior da faixa de potência, mas apenas SAEB colocalizadas podem reduzir o piso da faixa de potência, praticando o *peak shaving*. Assim, a associação é mais uma forma de otimizar o uso do sistema de transmissão.

⁵ Técnica que utiliza o sistema de armazenamento para "achatar" os picos de injeção da usina geradora, armazenando o excedente nos momentos de máxima produção. Isso permite dimensionar o MUST com base na potência média injetada, e não na potência de pico, reduzindo custos de acesso à rede.

A definição da tarifa de uso do sistema de transmissão e distribuição aplicável aos SAEB foi objeto de significativa evolução ao longo da Consulta Pública nº 39/2023. Inicialmente, na 2ª Fase da CP, a ANEEL propôs a adoção de uma TUST específica baseada no conceito de "perfil dominante" do empreendimento, determinado pelo maior EUST/D. Segundo essa abordagem original, a tarifa aplicável seria a do perfil dominante, incidindo sobre eventuais excedentes apenas a tarifa do perfil dominado.

Contudo, em análises posteriores, a Agência identificou desvantagens nessa proposta. Conforme esclarecido na NT nº 266/2024, a definição do EUST dominante ocorre apenas na etapa final do cálculo tarifário, quando já se dispõe das tarifas calculadas. Na fase inicial de modelagem, os únicos insumos disponíveis são as contratações de MUST e a Receita Anual Permitida (RAP), impossibilitando a utilização do perfil dominante como critério prévio. Ademais, a tentativa de definição *ex ante* poderia comprometer a arrecadação suficiente para custeio do sistema de transmissão, em desacordo com o disposto na Lei nº 9.427/1996. Por essas razões, a Alternativa 1 foi afastada.

A regulamentação final determina, portanto, que os SAEB estejam sujeitos à TUST tanto na modalidade de geração (TUST-G) quanto na de consumo (TUST-C), de acordo com o montante contratado em cada sentido. Essa cobrança bidirecional decorre do entendimento de que cada sentido do fluxo constitui serviço distinto de transmissão, cujo custo deve ser rateado entre os usuários que dele se beneficiam.

A Tabela 5 resume os aspectos sobre a contratação de uso do sistema na proposta em andamento da ANEEL de regulamentação.

Tabela 5 Contratação do uso do sistema

Aspecto	SAEB Colocalizado	SAEB Colocalizado em Associação	SAEB Autônomo	SAEB Autônomo em Associação
Montante de injeção na rede	Possível contratação adicional à usina até o valor de potência de descarga do SAEB	Possível contratação adicional para a associação até o valor de potência de descarga do SAEB	Deve contratar o máximo valor de descarga do SAEB	Possível contratação adicional para a associação até o valor de potência de descarga do SAEB
<i>Peak shaving</i>	Permite redução de até 20% ou 30% do limite mínimo de contratação ⁶	Permite redução de até 20% ou 30% do	Não permite	Não permite

Aspecto	SAEB Colocalizado	SAEB Colocalizado em Associação	SAEB Autônomo	SAEB Autônomo em Associação
		limite mínimo de contratação ⁶		
Montante de consumo da rede	Possível contratação até o valor de potência de recarga do SAEB	Possível contratação até o valor de potência de recarga do SAEB	Deve contratar valor de recarga do SAEB, podendo ser reduzido para uma recarga lenta	Deve contratar valor de recarga do SAEB, podendo ser reduzido para uma recarga lenta
Pagamento TUST	Potencial otimização da TUST-G e TUST-C, podendo ser zero	Potencial otimização da TUST-G e TUST-C, podendo ser zero	Paga integralmente TUST-G + TUST-C	Potencial otimização da TUST-G junto à associação, mas não para TUST-C
Celebração de CUST	Aditivo ao CUST existente da usina	CUST único da associação	CUST próprio	CUST único da associação
Sensibilidade locacional	Menor (otimização junto à usina)	Menor (otimização junto à usina e associação)	Alta (escolha de ponto é mais crítica)	Média (otimização junto à associação)

2.4. Via Rápida de Contratação: LRCAP – Armazenamento

O mecanismo de contratação de reserva de capacidade na forma de potência foi introduzido no ordenamento jurídico brasileiro pela Lei nº 14.120, de 1º de março de 2021 [16], que estabeleceu que todos os consumidores, livres e cativos, passariam a arcar com os custos decorrentes dessa contratação. O primeiro Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência (LRCAP) foi realizado em 21 de dezembro de 2021, contratando 4,6 GW de disponibilidade termelétrica com início de suprimento previsto para julho de 2026 [17].

O objetivo central do instrumento é garantir a continuidade do fornecimento de energia elétrica ao SIN, por meio da contratação de fontes despacháveis capazes de atender à necessidade de potência nos momentos de maior consumo. A tentativa de incluir SAEB nos LRCAPs foi discutido formalmente, pela primeira vez, com a abertura da Consulta Pública nº 176/2024 [18] do

⁶ A NT 13/2025 da ANEEL propôs redução de até 20%. Na 29ª Reunião Pública Ordinária (12/08/2025), o Diretor Relator da matéria propôs ampliação para 30%, porém a NT 03/2026 (§22) registra que o tema ainda não foi deliberado pela Diretoria e que as Superintendências mantêm a proposta com o percentual de 20%.

Ministério de Minas e Energia (MME), em setembro de 2024, que apresentou para discussão a minuta preliminar da Portaria de Diretrizes para um leilão ainda em 2025. Contudo, o certame inicialmente previsto para junho de 2025 não se concretizou.

A discussão sobre um LRCAP específico para baterias voltou ao centro das discussões com a Portaria MME nº 878/2025 [19], que instaurou a Consulta Pública MME nº 202/2025 com proposta de diretrizes e sistemática para a realizada deste leilão. O certame busca atender à crescente necessidade de potência na ponta do sistema, por meio da contratação de disponibilidade de potência elétrica armazenada proveniente de novos sistemas de armazenamento por baterias.

A urgência dessa contratação torna-se evidente diante das projeções apresentadas pelo Plano Decenal de Expansão de Energia 2034 (PDE 2034) [20], segundo as quais o atendimento da ponta está se tornando progressivamente mais desafiador. O estudo estima necessidade adicional de oferta de potência já em 2027, alcançando aproximadamente 5.500 MW em 2028, reflexo direto das rampas pronunciadas ao entardecer e da simultaneidade crescente do consumo. Esse diagnóstico reforça a importância de mecanismos de contratação capazes de incorporar recursos flexíveis e despacháveis ao SIN.

O desenho deste leilão decorre das diretrizes e fundamentos apresentados na Nota Técnica MME nº 138/2025 [21], que justificam a pertinência de um mecanismo específico para a contratação de SAEB, considerando tanto a urgência do atendimento à demanda sistêmica por flexibilidade quanto o estágio ainda em evolução da regulamentação geral dessa tecnologia. Nesse sentido, o LRCAP surge como uma alternativa regulatória de caráter específico, direcionado e acelerado, permitindo a contratação de baterias em larga escala enquanto o arcabouço regulatório amplo, discutido no âmbito da CP ANEEL nº 039/2023, segue em processo de maturação.

Sendo assim, a criação de um ambiente regulatório próprio para o certame reduz incertezas, confere previsibilidade e permite que o Brasil avance na adoção de uma tecnologia estratégica para a transição energética, sem aguardar a conclusão de todos os marcos regulatórios gerais, cuja consolidação demanda mais tempo, análises complementares e articulação interinstitucional. Essa abordagem pragmática assegura que a inserção da tecnologia ocorra de forma controlada e alinhada às necessidades operativas do SIN.

Nesse contexto, a minuta de portaria apresentada na CP MME nº 202/2025 estabelece que o leilão negociará o Produto Potência Armazenamento, cujo compromisso de entrega consiste na disponibilização de potência em MW durante janelas diárias definidas pelo ONS. Poderão participar novos sistemas de armazenamento conectados diretamente ao ponto de conexão do SIN, sem compartilhamento de instalações de interesse restrito, bem como empreendimentos instalados em pontos de conexão compartilhados com outros agentes, desde que atendidos os requisitos técnicos e de medição estabelecidos nas diretrizes do certame.

O compromisso de entrega do produto ofertado é de quatro horas diária à potência máxima. Mas, por conveniência operativa, o ONS poderá despachar o recurso por mais de quatro horas diárias com potência em valores proporcionalmente inferiores à disponibilidade máxima.

Pela disponibilidade da potência contratada, o titular do empreendimento fará jus à receita fixa em R\$/ano, paga em doze parcelas mensais, que poderão ser reduzidas conforme a apuração do desempenho operativo. A apuração do desempenho operativo será realizada em base mensal, observando a efetiva disponibilidade do empreendimento.

A energia utilizada no carregamento e a injetada pelos SAEB serão liquidadas no Mercado de Curto Prazo ao Preço da Liquidação das Diferenças (PLD), e a diferença será destinada ou custeada pela Conta de Potência para Reserva de Capacidade (CONCAP), limitando a energia de carregamento repassada para a conta pelo requisito de eficiência mínima de carga e descarga estabelecido para o certame.

O LRCAP de Armazenamento estabelece uma série de critérios técnicos para garantir a qualidade e adequação dos sistemas contratados ao SIN. Para participar do leilão, os sistemas de armazenamento devem atender a uma série de requisitos técnicos, conforme a *Tabela 6*:

Tabela 6 Requisitos Técnicos do LRCAP de Armazenamento (2026)

Critério	Descrição
CVU ⁷ = 0	Sistemas de armazenamento não podem declarar custo variável de geração.
Potência mínima: 30 MW	Disponibilidade de potência máxima mínima exigida para participação.
Autonomia mínima: 4 horas	Capacidade de operar na potência máxima por pelo menos 4 horas consecutivas.
Eficiência mínima: 85% (RTE)	Round Trip Efficiency aferida no PMI conforme NBR IEC 62933-2-1.
Tempo máximo de recarga: 6 horas	Tempo limite para recarregar totalmente o sistema após descarga.
Requisitos <i>Grid forming</i> (GFM) – Resposta Rápida em Frequência (FFR)	Capacidade de fornecer ou absorver potência em milissegundos diante de desvios de frequência.
Requisitos GFM – Controle <i>Grid-Forming</i> no inversor	Inversores capazes de formar tensão/frequência, atuando autonomamente.

⁷ Custo Variável Unitário - é o custo para gerar uma unidade de energia (como 1 MWh).

Embora o principal objetivo do LRCAP seja garantir capacidade adicional ao SIN, a adequada especificação dos sistemas com requisitos GFM amplia substancialmente sua contribuição, robustecendo o controle de tensão, de frequência e a estabilidade geral da rede elétrica, benefícios que se tornam cada vez mais valiosos à medida que o sistema incorpora maiores volumes de geração renovável variável. Esse requisito coloca a regulação específica brasileira ao encontro das experiências internacionais, nas quais as baterias se mostram cada vez mais importante na provisão de serviços ancilares ao sistema elétrico.

Além disso, a proposta de diretrizes para o LRCAP 2026 ainda traz outra novidade: um bônus locacional para ampliar a competitividade de projetos que trazem benefícios adicionais ao sistema de acordo com a localização de sua instalação.

Conforme apresentado na CP MME nº 202/2025, a EPE e o ONS identificarão, até o início do cadastramento, pontos de conexão no SIN cuja implantação de novos sistemas de armazenamento proporcione benefício sistêmico adicional. Os SAEs conectados a esses pontos farão jus, exclusivamente para fins de competitividade no leilão, à redução do preço de disponibilidade de potência mediante aplicação de uma constante de bonificação de localização.

A metodologia é estruturada em dois níveis hierárquicos. O Nível 1 tem caráter regional e utiliza o indicador MISCR (*Multi-Infed Short Circuit Ratio*), que mede a robustez elétrica de cada ponto da rede. Quanto menor o MISCR, mais "fraco" é o ponto e mais relevante seria a presença de um sistema de armazenamento para auxiliar na estabilidade local. Na proposta de metodologia locacional, a EPE divulgou um mapa com os resultados da aplicação da metodologia para o SIN, revelando que os pontos de maior interesse estão localizados na região nordeste do país, conforme mostra a *Figura 4*:

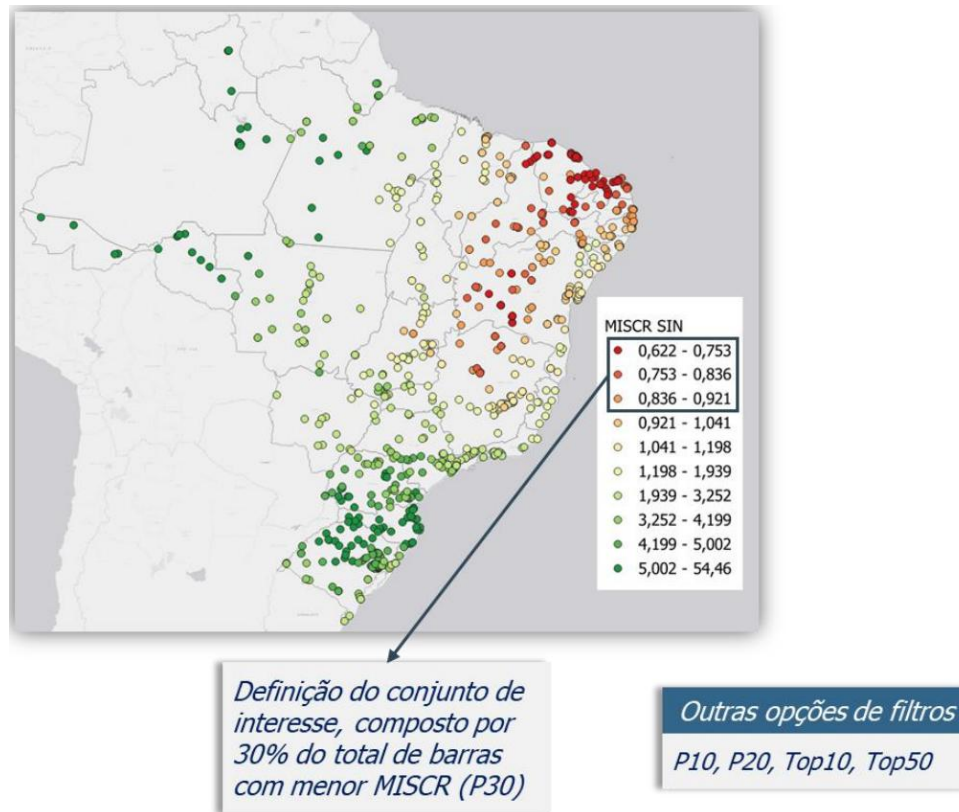


Figura 4 Pontos de Benefício Sistêmico Segundo a Metodologia MISCR - (Fonte: EPE)

Para o LRCAP de 2026, será aplicado apenas o Nível 1, visando redução da complexidade operacional e ampliação da disponibilidade de pontos de conexão, estimulando a competição entre empreendedores e mantendo flexibilidade locacional.

A constante de bonificação de localização (β) é um parâmetro adimensional aplicado exclusivamente para fins de competitividade no leilão:

- $\beta = 0,9$ para empreendimentos conectados aos pontos de benefício sistêmico identificados;
- $\beta = 1,0$ para os demais projetos cadastrados.

A bonificação não altera o preço final de contratação, aplicando-se apenas à etapa de classificação competitiva do leilão.

Testes realizados mostraram que as regiões selecionadas pela metodologia coincidem com áreas já identificadas com problemas de controle de tensão no SIN. A alocação de SAEB nesses pontos, especialmente com requisitos GFM, pode robustecer a estabilidade, aumentar a eficiência da expansão da rede e otimizar investimentos em compensação reativa e capacidade de curto-circuito.

No que diz respeito aos prazos contratuais, os Contratos de Potência de Reserva de Capacidade (CRCAPs) terão prazo de suprimento de 10 anos, com início de suprimento em 1º de agosto de

2028. Esse modelo garante um horizonte de tempo com receitas garantidas significativo, reduzindo o risco de investimentos.

Além disso, a definição do início de suprimento em agosto de 2028 representa um ajuste importante, resultado da incorporação de contribuições de agentes setoriais. A alteração busca conferir maior aderência ao cronograma realista de implantação dos sistemas de armazenamento, considerando as etapas de engenharia, aquisição de equipamentos, transporte, licenciamento ambiental, construção civil, montagem eletromecânica, testes e comissionamento.

O LRCAP de Armazenamento pode representar um marco transformador para a tecnologia de baterias no Brasil. Ao criar um ambiente de contratação específico, com regras claras e adaptadas às características dos sistemas de armazenamento, o leilão oferece a segurança regulatória e a previsibilidade econômica necessárias para atrair investimentos em larga escala. No entanto, ressalta-se que regras específicas para a contratação e uso dos sistemas de transmissão e distribuição permanecem sob regulamentação da ANEEL, ainda não definidas.

Além de contratar capacidade, este leilão pode ser o empurrão decisivo que a tecnologia de baterias necessita para se estabelecer definitivamente no país em escala de rede. A execução bem-sucedida do LRCAP-Armazenamento poderá criar precedentes importantes, acelerará a curva de aprendizado do setor, estimular a formação de cadeias de fornecimento locais e gerará dados operacionais valiosos que informarão a regulamentação geral em desenvolvimento.

Enquanto a Consulta Pública ANEEL nº 039/2023 amadurece suas propostas, um processo demorado que envolve múltiplos aspectos regulatórios e requer amplo consenso, o LRCAP pode permitir que o Brasil não se mantenha atrás na corrida global pela modernização dos sistemas elétricos. É uma estratégia pragmática: criar um ambiente específico e controlado para testar e desenvolver a tecnologia, enquanto se constrói a regulamentação abrangente para o futuro.

2.5. Impactos da Lei nº 15.269/2025 sobre os SAEB

A Lei nº 15.269, de 24 de novembro de 2025 [22], constitui o primeiro marco normativo brasileiro a disciplinar, de forma sistemática, os SAEB. Originada da conversão da MP 1.304/2025 [23], a lei representa um avanço estrutural do enquadramento regulatório do armazenamento, posicionando-o como agente integrante da política energética nacional.

Em termos de governança setorial, a lei ratifica a competência da ANEEL para regular e fiscalizar as atividades vinculadas aos SAEB, conforme nova redação do Art. 2º da Lei nº 9.427/1996, que passa a incluir expressamente o "armazenamento" entre as atividades objeto de regulação e fiscalização da agência. O novo inciso XXIV do Art. 3º da mesma lei atribui à Aneel competência para "*regular, fiscalizar e estabelecer as regras de remuneração e de acesso para a implantação e operação dos sistemas de armazenamento de energia elétrica*" conectados ao SIN ou aos Sistemas Isolados.

A lei estabelece que o armazenamento poderá ser explorado de forma autônoma ou integrada à outorga de agentes de geração, comercialização, transmissão e distribuição, habilitando-o a

prover múltiplos serviços ao sistema elétrico, incluindo flexibilidade, potência, serviços ancilares e comercialização de energia. Tal enquadramento confere ao armazenamento status de agente multifuncional no SIN, pavimentando o arcabouço para regulamentação infralegal subsequente.

No tocante às condições técnicas de conexão, a lei faculta à Aneel estabelecer requisitos de "controle, capacidade, flexibilidade e armazenamento de energia" como condição para acesso aos sistemas de transmissão e distribuição. Especificamente, determina que usinas termelétricas a carvão mineral contratadas no regime do Art. 3º-D da Lei 10.848/2004 deverão dispor de capacidade instalada de armazenamento equivalente a 5% da inflexibilidade operativa diária média.

Tais exigências instituem uma reserva de mercado compulsória para tecnologias SAEB, catalisando sua difusão. Contudo, a efetividade dessas obrigações depende de parametrização adequada: o dimensionamento da capacidade e os protocolos operacionais devem ser calibrados para maximizar benefícios sistêmicos como redução de *curtailment*, mitigação de rampas, suavização de picos de demanda líquida e não meramente transferir custos aos consumidores cativos via componente tarifária.

Em relação aos mecanismos de desoneração tributária, a Lei 15.269/2025 insere o Art. 2º-A na Lei 11.488/2007, tornando os SAEB elegíveis ao REIDI, com suspensão de PIS/COFINS sobre aquisições de equipamentos. O Poder Executivo fica ainda autorizado a reduzir a zero as alíquotas do Imposto de Importação sobre SAEB e seus componentes. A renúncia fiscal decorrente está limitada a R\$ 1 bilhão por exercício, com vigência de 1º de janeiro de 2026 a 31 de dezembro de 2030.

Quanto à alocação de custos, os encargos decorrentes da contratação de reserva de capacidade em sistemas de armazenamento em baterias serão rateados apenas entre os agentes de geração. Essa lógica de alocação diverge do mecanismo tradicional que socializa custos entre consumidores finais, refletindo o princípio de que geradores renováveis intermitentes são os principais causadores da necessidade de contratação e beneficiários da flexibilidade provida pelo armazenamento.

Em suma, a Lei 15.269/2025 sinaliza inequivocamente a inclusão do armazenamento na política energética brasileira: reconhecimento do armazenamento como infraestrutura crítica e comprometimento institucional com a edificação de um ambiente regulatório conducente à sua integração sistêmica plena. O próximo passo será a regulamentação infralegal pela ANEEL, que deverá detalhar os requisitos técnicos, as condições de acesso e as regras de remuneração aplicáveis aos SAEB.

3. BARREIRAS PARA INSERÇÃO DE SAEB NO BRASIL

O percurso traçado nas seções anteriores revelou a trajetória ainda incipiente, porém promissora, da inserção de sistemas de SAEB no setor elétrico brasileiro. Essa trajetória abrange desde as iniciativas experimentais em Pesquisa & Desenvolvimento e os primeiros projetos híbridos contratados nos leilões SISOL, até a incorporação do tema no debate regulatório por meio da Consulta Pública nº 39/2023, do LRCAP voltado a baterias e das discussões no âmbito da Reforma do Setor Elétrico Brasileiro (Lei nº 15.269/2025). Tal movimento de construção institucional evidencia tanto o potencial transformador do armazenamento na modernização do sistema elétrico quanto os desafios inerentes à sua consolidação.

Nesse contexto, compreender as lacunas existentes e as possíveis direções para seu preenchimento torna-se imprescindível. A análise que se segue abordará, inicialmente, os aspectos econômico-institucionais relacionados à participação dos SAEB no mercado e à sua viabilização financeira, contemplando questões de outorga, acesso à rede, remuneração e tributação. Nesses campos, a ausência de definições claras pode constituir barreiras impeditivas para a inserção dos SAEB, razão pela qual se faz necessário indicar como a regulamentação deve endereçar tais gargalos, bem como os movimentos recentes da regulação impactam essas barreiras.

Em seguida, serão examinados os elementos que ainda não tiveram amplo espaço no debate público, porém são essenciais para garantir que a expansão do armazenamento ocorra de forma segura e sustentável. Particular atenção será dedicada ao licenciamento ambiental, aos requisitos de segurança, especialmente no que tange à gestão de riscos de incêndio e à gestão de resíduos e ciclo de vida das baterias.

3.1. Regimes de Outorga e Definições Regulatórias

A definição do regime de outorga para SAEB constitui um dos temas decisivos para a consolidação do marco regulatório do setor elétrico brasileiro. A outorga é o instrumento jurídico que formaliza o direito de exploração de uma atividade sob regime público de regulação, assegurando segurança jurídica, rastreabilidade institucional e capacidade de fiscalização pela ANEEL. É por meio dela que se delimitam as responsabilidades dos agentes, definem-se obrigações legais e estabelecem-se as condições para participação no mercado.

No caso dos SAEB, o tema ganha relevância particular porque essas instalações não se enquadram integralmente nas categorias tradicionais de geração, transmissão ou consumo. Trata-se de uma tecnologia multipropósito, capaz de consumir energia da rede, armazená-la e posteriormente injetá-la novamente no sistema, além de prover serviços ancilares, reforço de rede e suporte à operação. Essa natureza híbrida desafia a estrutura normativa vigente, construída com base em agentes de papel único e fluxos unidirecionais de energia.

A ausência de um enquadramento claro levanta questões jurídicas e econômicas relevantes que precisam ser endereçadas. A primeira delas refere-se à necessidade de definir o tipo de outorga aplicável ao armazenamento, se deve seguir o modelo de geração, de consumo ou constituir uma categoria própria. Em segundo lugar, coloca-se a questão da cobrança de encargos

setoriais, especialmente o risco de bitributação, quando o sistema é tratado como carga no momento da recarga e como geração na descarga. Por fim, há a definição das responsabilidades operacionais perante o ONS e a CCEE, que dependem da existência de um ato formal de outorga para garantir rastreabilidade e fiscalização adequadas.

Nesse contexto, as discussões no âmbito da CP nº 39/2023 avançaram significativamente e apontam para a resolução dessas indefinições. Cabe ressaltar, no entanto, que, enquanto a ANEEL não formalizar os encaminhamentos amadurecidos ao longo da consulta pública, o tema permanecerá em aberto, configurando uma barreira significativa à inserção do armazenamento por baterias no Brasil.

A posterior publicação da Lei nº 15.269/2025 trouxe novos desdobramentos ao reconhecer formalmente a atividade de armazenamento na legislação. Por um lado, a lei motivou o adiamento da conclusão da CP, atrasando essas definições. Por outro, abriu à ANEEL a oportunidade de adaptar a proposta original, que se apoiava na utilização de um subtipo de PIE ante a inexistência de definição legal específica. O novo embasamento legal também sustenta a criação de regulamentação para armazenamento nos segmentos de transmissão e distribuição, lacuna que permanece até seu tratamento, previsto no segundo ciclo do *roadmap* da ANEEL.

Outro aspecto estruturante que emergiu das discussões regulatórias diz respeito às formas de vinculação entre SAEB e unidades de geração. O conceito de associação, tal como delineado pela ANEEL, permite vincular a contratação do acesso à rede entre empreendimentos de armazenamento e unidades de geração, sem exigir regime de outorga conjunto. Isso significa que, embora a associação possa implicar certo grau de coordenação operacional, os empreendimentos permanecem juridicamente independentes para fins de outorga.

Nesse regime, não há troca direta de fluxos de energia entre unidades geradoras e baterias sem que a operação seja devidamente contabilizada via mercado. Trata-se, essencialmente, de uma associação restrita à contratação do acesso à rede e ao ponto de conexão, aspecto que será aprofundado na seção dedicada ao tema.

A partir dessas definições, o desenho regulatório que vem sendo delineado no Brasil aponta para três configurações gerais para o armazenamento:

- I. SAE autônomo;
- II. SAE autônomo associado; e
- III. Usina de Geração com SAE colocalizado.

Cada configuração possui implicações distintas sobre o regime de outorga: usinas com armazenamento colocalizado seguem modelo de outorga conjunta, enquanto sistemas autônomos e associados adotam outorga própria.

Do ponto de vista técnico-regulatório, a exigência de autorização específica representa um avanço em termos de rastreabilidade e isonomia, conferindo clareza institucional ao papel do agente armazenador. No entanto, persistem lacunas quanto à operacionalização prática da

atividade, especialmente na delimitação das responsabilidades perante o ONS e a CCEE, na definição das informações obrigatórias da Resolução Autorizativa e na compatibilização com os processos de acesso à rede. Além disso, a ausência de diferenciação proporcional por porte pode onerar projetos de menor escala, reduzindo a atratividade de iniciativas experimentais ou comunitárias.

Para além dessas lacunas operacionais, dois pontos críticos demandam atenção prioritária:

O primeiro refere-se aos encargos setoriais. A proposta final da ANEEL na segunda fase da CP nº 39/2023 representou avanço ao estabelecer a não incidência dos principais encargos setoriais sobre os SAEB, incluindo EER, ERCAP, ESS, PROINFA e CDE, mantendo apenas a TFSEE e o PDI. O encaminhamento, respaldado por parecer da Procuradoria Federal junto à ANEEL, reconhece que a energia retirada da rede pelos SAEB não configura consumo final e que tais sistemas atuam como prestadores de serviço ao setor elétrico, evitando assim o risco de bitributação que inviabilizaria modelos de negócio baseados em arbitragem.

Embora essa decisão favoreça a viabilidade econômica do armazenamento, ela não está isenta de controvérsias. Críticos apontam que os SAEB utilizam efetivamente a infraestrutura de transmissão e distribuição em ambos os sentidos, e que a isenção pode configurar subsídio cruzado, transferindo custos aos consumidores finais. Inclusive, esse entendimento está refletido na proposta para a tarifação de uso do sistema, como apresentado na seção seguinte.

Além disso, as perdas de eficiência do ciclo de carga e descarga representam consumo real de energia da rede, o que poderia justificar ao menos uma incidência proporcional. A própria CCEE destacou que o carregamento de baterias em determinados períodos pode agravar despachos térmicos por restrição elétrica, gerando custos de ESS que, sob a regra proposta, seriam integralmente repassados aos demais usuários.

O segundo ponto diz respeito à separação ou união de outorgas. A abordagem facultativa para SAEB que compartilham ponto de conexão com unidades de geração, permitindo associar-se mantendo outorga própria ou integrar outorga conjunta, embora flexível, pode gerar assimetrias competitivas relevantes.

Com base nas propostas em discussão na CP nº 39/2023, um SAEB colocalizado sob outorga única poderia carregar energia diretamente da usina, manter descontos tarifários para fontes incentivadas e operar com medição líquida. Já um SAE autônomo associado seria vedado o carregamento direto, devendo adquirir energia via mercado, e não faria jus aos descontos tarifários. Caso esse desenho se confirme, tais diferenças podem criar incentivos para que empreendedores escolham a configuração pelo tratamento regulatório mais favorável, e não pela eficiência técnica, configurando arbitragem regulatória em detrimento da otimização sistêmica.

Apesar dos avanços no debate, a ausência de definição formal sobre outorga não constitui mera lacuna técnica, mas barreira estrutural que afeta toda a cadeia de investimento: investidores carecem de previsibilidade sobre obrigações e custos; financiadores não conseguem avaliar adequadamente a segurança jurídica; operadores enfrentam dificuldades de planejamento; e a

própria ANEEL encontra limitações para fiscalizar atividade não plenamente definida no arcabouço institucional.

A superação dessa lacuna exige modelo conceitual consistente que reconheça a natureza híbrida do armazenamento, assegure neutralidade econômica entre configurações, estabeleça proporcionalidade por porte e risco, e garanta previsibilidade compatível com a vida útil dos ativos. O desafio é integrar o armazenamento de forma coerente ao modelo institucional brasileiro, preservando os fundamentos regulatórios sem sufocar a inovação e a diversidade de modelos de negócio.

3.2. Acesso e Uso da Rede

Definido o regime de outorga, o próximo desafio regulatório reside na estruturação do acesso físico e comercial dos SAEB às redes de transmissão e distribuição. Enquanto a outorga estabelece o direito de explorar a atividade de armazenamento, o acesso à rede determina as condições contratuais e tarifárias sob as quais essa exploração se materializa. É nesse domínio que se definem os custos operacionais fixos que impactarão diretamente a viabilidade econômica dos projetos.

A aplicação desses instrumentos aos SAEB enfrenta o desafio estrutural, já comentado, do fato do arcabouço regulatório ter sido construído sob premissa binária, na qual um agente ou injeta energia (gerador) ou retira energia (consumidor). Essa dicotomia permeia toda a estrutura de acesso, desde a modalidade de MUST até a tarifa aplicável. Os sistemas de armazenamento, ao operarem bidirecionalmente, tensionam essa lógica e exigem adaptações que a CP nº 039/2023 buscou endereçar.

A variação locacional da TUST assume relevância estratégica particular para projetos de armazenamento. A tarifa oscila significativamente conforme o ponto de conexão e, para SAEB que operam em arbitragem temporal de energia, a escolha locacional pode determinar a diferença entre viabilidade e inviabilidade econômica. A ANEEL sinalizou que recomendará ao ONS a divulgação de pontos de conexão mais adequados para instalação de sistemas de armazenamento, o que poderá orientar decisões de localização dos empreendimentos.

Entendida a dinâmica dos regimes de outorga e acesso à rede, é possível fazer uma comparação entre *trade-offs* relevantes. O agente armazenador, embora sujeito à dupla cobrança integral, possui total flexibilidade operacional e independência contratual. A Usina com Sistema de Armazenamento beneficia-se de custos de acesso potencialmente menores, mas sua operação está condicionada à dinâmica da usina geradora associada. A escolha entre configurações deve considerar não apenas os custos imediatos de acesso, mas também as restrições operacionais e as oportunidades de receita de cada modelo.

A estrutura de acesso proposta pela CP nº 039/2023 representa avanço ao reconhecer a natureza bidirecional dos SAEB e criar mecanismos diferenciados por modalidade de outorga. A indicação de flexibilização do MUST para usinas com armazenamento incentiva a hibridização e o

aproveitamento de infraestrutura existente. Alguns aspectos, contudo, permanecem em desenvolvimento e merecem atenção dos agentes.

No que se refere à dupla cobrança e modelos de negócio, a incidência de TUST-G e TUST-C sobre Agentes Armazenadores constitui variável determinante para a viabilidade de diferentes modelos de negócio. A definição de eventuais mecanismos de modulação tarifária, bem como a metodologia de cálculo da parcela complementar para sistemas com perfis operacionais assimétricos, permanece como tema em discussão.

Quanto à diferenciação entre configurações, o tratamento tarifário distinto entre Agente Armazenador e Usina com Armazenamento reflete as características técnicas de cada configuração, gerando estruturas de custo diferenciadas. A calibração dessa diferenciação, incluindo critérios específicos para *peak shaving* e redução do piso de MUST, constitui ponto de atenção à medida que a regulamentação avança.

Sobre requisitos mínimos, há atualmente propostas em discussão no setor sobre requisitos técnicos mínimos para as baterias acessarem o sistema de transmissão, no escopo do LRCAP e como requisitos técnicos de Procedimentos de Rede⁸. No entanto, ainda há indefinição até que a discussão avance e haja a aprovação dos requisitos, trazendo incerteza para potenciais projetos. Além disso, essa proposta abrange apenas o SAEB como usuário da rede, semelhante a um gerador, e não aborda ativos de transmissão ou distribuição.

Por fim, quanto ao processo de acesso, os estudos e procedimentos específicos para o acesso de SAEB também estão indefinidos, devendo ser detalhados em Procedimentos de Rede do ONS. Atenta-se que a ANEEL prevê adequações de Procedimentos de Rede somente no próximo ciclo de regulamentação, criando uma lacuna mesmo após a aprovação da regulamentação da CP nº 39/2023.

A consolidação de um ambiente regulatório atrativo para investimentos em armazenamento demandará definição desses parâmetros. O equilíbrio entre remuneração adequada da infraestrutura de transmissão e viabilização de novos modelos de negócio permanece como desafio para a regulação.

3.3. Fontes de Remuneração

Além dos aspectos de outorga e acesso à rede, a viabilidade de projetos de armazenamento depende fundamentalmente da estrutura de remuneração disponível. Compreender as fontes de receita acessíveis aos SAEB no contexto brasileiro e as barreiras que ainda limitam sua captura é essencial para avaliar a atratividade econômica desses empreendimentos.

⁸ O ONS realizou a Consulta Externa ONS nº 0017-2025, na qual é apresentada proposta de revisão geral do Submódulo 2.10 dos Procedimentos de Rede – Requisitos técnicos mínimos para conexão às instalações de transmissão. Dentro os pontos abordados, o operador propõe a inclusão de novos requisitos técnicos para sistemas de armazenamento por baterias.

Nesse contexto, o estudo de experiências internacionais demonstrou que a viabilidade dos ativos de armazenamento está intimamente associada à possibilidade de combinar receitas provenientes de diferentes serviços, prática conhecida como *revenue stacking* ou empilhamento de receitas. Essa diversificação de fluxos de receita torna-se ainda mais relevante considerando os custos de capital ainda elevados da tecnologia e a necessidade de maximizar a utilização dos ativos para viabilizar retornos adequados aos investidores.

A versatilidade técnica das baterias, sua capacidade de carregar e descarregar energia de forma rápida, precisa e controlável, permite a prestação de múltiplos serviços ao sistema elétrico, ampliando o leque de modelos de negócio. Na análise das experiências internacionais, três atividades principais se destacam como fontes de remuneração:

- **Oferta de energia**, obtendo lucro por meio de arbitragem temporal no mercado de curto prazo, aproveitando diferenciais de preço entre períodos de baixa e alta demanda;
- **Provisão de capacidade**, oferecendo disponibilidade de potência firme para atendimento de ponta e contribuindo para a segurança de suprimento do sistema; e
- **Prestação de serviços ancilares**, incluindo regulação de frequência, reserva girante, controle de tensão e black start, este último quando os sistemas são equipados com inversores *grid-forming*⁹.

Diante dessa caracterização, a presente seção analisa como cada uma dessas três atividades é ou pode ser remunerada no contexto brasileiro, identificando os mecanismos de mercado existentes, as barreiras regulatórias e comerciais que ainda limitam a captura de valor pelos SAEB, e as oportunidades abertas pelos recentes desenvolvimentos normativos.

Por fim, é destacado também o benefício financeiro que pode ser obtido através da operação conjunta com centrais geradoras.

3.3.1. Arbitragem de Energia

Em primeira análise, a arbitragem de energia consiste em carregar a bateria durante períodos de preços baixos e descarregá-la quando os preços se elevam, obtendo ganhos a partir do *spread* entre os dois momentos. Essa dinâmica reflete diretamente as condições de oferta e demanda do sistema elétrico: os preços tendem a cair quando há excesso de geração renovável e a subir durante as rampas de carga ao entardecer, quando a geração solar declina e a demanda aumenta.

Em mercados desenvolvidos, como os da Austrália e da Califórnia, as receitas provenientes da arbitragem configuram o principal mecanismo de remuneração para os SAEB. Nesses mercados, o preço da energia reflete de maneira aderente:

- Condições locais de oferta e demanda;

⁹ Inversores *grid-forming* são equipamentos capazes de estabelecer tensão e frequência de forma autônoma, sem depender de referência externa da rede. Diferentemente dos inversores convencionais (*grid-following*), que apenas "seguem" os parâmetros da rede existente, os *grid-forming* podem operar como fonte de referência para o sistema, permitindo a participação em procedimentos de recomposição após apagões (*black start*).

- Congestionamentos da rede de transmissão;
- Flutuações da geração renovável intermitente.

O resultado são *spreads* expressivos: no sistema californiano, o spread médio de *bids* no mercado *day-ahead* atingiu US\$ 312/MWh no mesmo ano [31]; no australiano, o spread médio para baterias no quarto quadrimestre de 2024 foi de AU\$ 243/MWh [32].

As baterias, ao responderem a esses sinais de preço, absorvem energia em momentos de excedente e a devolvem quando ela se torna escassa. Essa atuação contribui simultaneamente para estabilizar a rede, reduzir *curtailment* e ampliar a flexibilidade operativa, ao mesmo tempo em que gera receitas, uma prestação de serviços plenamente alinhada às necessidades operacionais do sistema.

No Brasil, apesar de o sistema apresentar características aparentemente favoráveis, alta incidência de *curtailment* renovável e necessidade crescente de flexibilidade para atender picos de demanda, as baterias não encontram ambiente atrativo para obter receitas via arbitragem de preços.

Essa realidade decorre da forma como o preço de curto prazo é formado no Brasil. O Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) é calculado pela CCEE com base no Custo Marginal de Operação (CMO) determinado pelos modelos computacionais do ONS (DECOMP e DESSEM¹⁰). A formação e aplicação do PLD estão regulamentadas pela Resolução Normativa ANEEL nº 1.078/2023 [28] e por atos complementares da CCEE.

A regulação brasileira estabelece valores mínimo e máximo para o PLD, que delimitam a amplitude possível de variação do preço no mercado de curto prazo:

Tabela 7 Limites do PLD em 2025 - (Despacho ANEEL nº 3.625/2024 [29])

Tipo	Valor
PLD Mínimo	R\$ 58,60/MWh
PLD Máximo Estrutural	R\$ 751,73/MWh
PLD Máximo Horário	R\$ 1.542,23/MWh

O PLD Máximo Estrutural define o limite superior aplicado na formação de preços de médio prazo, refletindo o custo máximo sustentável de operação do sistema em condições normais. Já o PLD Máximo Horário representa o teto utilizado na formação horária do preço, correspondendo ao custo marginal instantâneo máximo em situações de restrição operativa severa ou escassez momentânea.

Embora a adoção do DESSEM tenha introduzido a formação horária do PLD a partir de 2021, ampliando a granularidade dos sinais de preço, os limites regulatórios continuam restringindo a amplitude de variação. Essa estrutura, somada ao caráter centralizado e modelado da

¹⁰ DECOMP e DESSEM são modelos computacionais de otimização utilizados pelo ONS para programação da operação do sistema elétrico. O DECOMP atua no horizonte semanal e o DESSEM na programação diária e horária

formação de preços, reduz significativamente a sensibilidade do PLD às variações horárias de oferta e demanda. Como consequência, o preço apresenta baixa variabilidade intradiária, restringindo o potencial de ganhos com arbitragem energética, conforme ilustra a Figura 5:

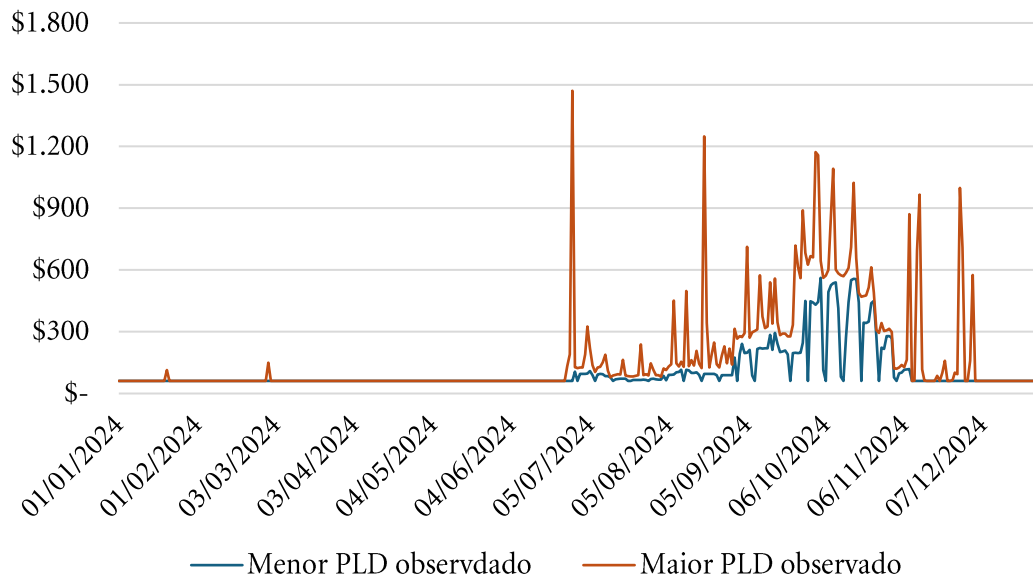


Figura 5 Evolução dos maiores e menores PLDs horários observados no Brasil em 2024.
Fonte: CCEE [30].

Considerando os dados de 2024, observa-se que o PLD horário oscilou, em média, entre R\$ 103/MWh (média dos valores mínimos diários) e R\$ 176/MWh (média dos valores máximos diários), resultando em um spread médio de aproximadamente R\$ 73/MWh, ordem de grandeza significativamente inferior aos mercados internacionais, conforme sintetiza a Tabela 8.

Tabela 8 Spread médio de preços em mercados selecionados (2024)

Mercado	Referência de preços (2024)	Spread médio	US\$/MWh (2024) ¹¹
CAISO (Califórnia)	<i>Day-ahead</i> [31]	US\$ 312/MWh	312
NEM (Austrália)	<i>Spot</i> (Q4 2024) [32]	AU\$ 243/MWh	151
SIN (Brasil)	PLD horário (DESSEM)	R\$ 73/MWh	11,8

Diante dessa limitação estrutural, torna-se evidente que a arbitragem pura de energia dificilmente assegura a viabilidade econômica dos SAEB no Brasil. Considerando:

- Perdas no ciclo de carga-descarga (tipicamente 10-15%);
- Custos operacionais e de degradação das baterias;
- TUST/D incidentes;
- Spread médio de aproximadamente R\$ 73/MWh;

¹¹ Valores convertidos para USD/MWh com base nas taxas de câmbio médias de 2024: BRL/USD de 5,40 (BCB) e AUD/USD de 1,60 (RBA). A conversão tem finalidade exclusivamente comparativa e não reflete paridade de poder de compra.

- Longos períodos no ano com PLD estável ao longo das 24 horas do dia.

Dessa forma, embora a arbitragem de energia constitua uma fonte relevante de receita para sistemas de armazenamento em experiências internacionais, frequentemente figurando como a principal ou a segunda mais importante, sua atratividade econômica no contexto brasileiro tende a ser relativamente menor, em razão da menor volatilidade de preços e das características do desenho de mercado.

Nesse sentido, a arbitragem isoladamente não se mostra suficiente para viabilizar economicamente os SAEB no Brasil, assim como não o é, de modo geral, em outros países. Contudo, dada a menor contribuição esperada dessa fonte de receita no caso brasileiro, torna-se ainda mais necessária a complementação por meio de múltiplos fluxos de receita.

Na ausência de mecanismos de contratação com receita fixa (como será discutido na próxima seção), o empilhamento de receitas (*revenue stacking*) deixa de ser apenas desejável e passa a ser essencial para a viabilização econômica dos SAEB no contexto nacional, configurando-se como alternativa viável para investidores no mercado brasileiro.

3.3.2. Capacidade

O serviço de capacidade corresponde à disponibilidade de potência para atender o sistema elétrico nos momentos de maior risco, tipicamente horas de pico de carga ou janelas com baixa geração renovável. Diferentemente da energia, que remunera a produção efetiva, a capacidade remunera a disponibilidade do empreendimento em estar pronto para entregar potência no instante de necessidade, conforme acionado pelo operador.

A urgência por novos recursos de capacidade no SIN é respaldada pelas projeções do Plano Decenal de Expansão de Energia 2034 (PDE 2034) [20], que apontam para um estreitamento progressivo entre oferta e demanda de potência firme. O estudo estima necessidade adicional de oferta de potência já a partir de 2027, alcançando aproximadamente 5.500 MW em 2028, reflexo direto das rampas pronunciadas ao entardecer, intensificadas pela crescente penetração solar, e da simultaneidade crescente do consumo.

No Brasil, o serviço de capacidade é contratado por meio do Leilão de Reserva de Capacidade (LRCAP), instituído pelo Decreto nº 10.707/2021 [33]. Trata-se de um contrato regulado de disponibilidade, no qual o agente assume a obrigação de manter sua potência integralmente disponível ao ONS, seguindo instruções centralizadas de operação.

Assim, o serviço contratado não é energia, mas a disponibilidade de potência firme sob comando do operador, assegurando que as baterias contribuam no LRCAP previsto para 2026, que representa a primeira contratação específica de sistemas de armazenamento por baterias no país, os empreendimentos deverão estar disponíveis a cumprir ordens de despacho do ONS, mesmo que isso implique ciclos de carga e descarga orientados pela operação e não pela maximização econômica da arbitragem. para a confiabilidade do sistema em momentos de maior necessidade.

O modelo de remuneração brasileiro proposto para baterias é estruturalmente simples e rígido: Receita Fixa (RF) exclusiva, paga mensalmente. A Portaria MME nº 878/2025 [34] estabelece que a RF deve internalizar a totalidade dos custos:

- Investimento, remuneração de capital e reinvestimentos técnicos (substituição de módulos, inversores);
- Operação, manutenção, TUST/TUSD, seguros e tributos;
- Implantação obrigatória de tecnologia *grid-forming*;
- Custos de disponibilidade integral ao ONS.

A Portaria estabelece que a RF deve "*remunerar integralmente todo e qualquer uso que o ONS fizer dos empreendimentos*". Isso significa que o empreendedor não pode pleitear receitas adicionais, independentemente da intensidade de utilização.

Um aspecto central do modelo é a dissociação entre remuneração e resultado energético da operação, a energia movimentada pelos SAEB não remunera o empreendedor. Toda a energia injetada na rede é liquidada no Mercado de Curto Prazo ao PLD vigente, mas o recurso dessa liquidação não é destinado ao vendedor; é direcionado à Conta de Potência para Reserva de Capacidade (CONCAP).

De forma análoga, a energia consumida pelos SAEB durante o carregamento é custeada pela CONCAP, respeitando o limite da eficiência de ciclo declarada no projeto. Apenas perdas excessivas acima desse parâmetro são custeadas pelo próprio empreendedor, criando um mecanismo de penalização por operação ineficiente ou degradação não prevista.

A CONCAP é uma conta contábil gerida pela CCEE que funciona como centro de custos e receitas do LRCAP Armazenamento. Essa conta concentra todos os fluxos financeiros relacionados à operação dos SAEB contratados.

Despesas da CONCAP:

- Receita Fixa mensal paga a todos os SAEB contratados;
- Custeio da energia consumida para carregamento (limitado pela eficiência declarada).

Receitas da CONCAP:

- Liquidação da energia injetada pelos SAEB ao PLD vigente.

Resultado:

O saldo mensal, déficit ou superávit, é integralmente rateado entre os usuários da reserva de capacidade, através do Encargo de Potência para Reserva de Capacidade (ERCAP).

Box 3 Alteração do Rateio de Custos Conforme Lei nº 15.269/2025

Atualmente, o ERCAP é integralmente rateado entre os consumidores, calculado proporcionalmente ao consumo máximo horário de cada agente. Na prática, isso significa que os consumidores brasileiros financiam a disponibilidade de capacidade (via pagamento da RF) e absorvem os resultados da operação energética dos SAEB, sejam ganhos ou perdas da operação conduzida pelo ONS.

A Lei nº 15.269/2025 introduz mudança significativa no rateio dos custos do LRCAP Armazenamento. Conforme alteração do Art. 3º-A da Lei nº 10.848/2004:

Regra geral do LRCAP (térmicas, hidrelétricas etc.):

Os custos são rateados entre todos os usuários finais de energia elétrica do SIN, proporcionalmente ao consumo, via encargo ERCAP.

Regra específica para SAEB (novo §6º):

"No caso de sistemas de armazenamento de energia, na forma de baterias, os custos da contratação [...] serão rateados apenas entre os geradores de energia, na forma da regulamentação da Aneel."

Implicações práticas:

- O déficit da CONCAP (Receita Fixa paga aos SAEB - receitas de energia) será custeado exclusivamente pelos geradores, não mais pelos consumidores finais;
- Geradores passam a ser os financiadores diretos da flexibilidade provida pelos SAEB ao sistema;
- Transfere o ônus da intermitência renovável aos próprios agentes que a causam, não ao consumidor final;
- Pode impactar competitividade de geradores eólicos e solares, que contribuem proporcionalmente mais para a necessidade de armazenamento.

Esta alteração atende à crítica de que consumidores não deveriam arcar integralmente com custos de solução para problemas criados pela intermitência da geração renovável. No entanto, a mudança requer adequações regulatórias que detalharão a forma de rateio do encargo e quais tipos de geradores estarão sujeitos à cobrança. Essa é mais uma indefinição que traz risco à implantação de SAEB.

É importante notar que a CONCAP tende a ser estruturalmente deficitária. A Receita Fixa paga aos SAEB, que representa o custo da capacidade disponível, é substancialmente superior às receitas obtidas com a liquidação da energia injetada ao PLD. Essa diferença constitui o déficit da CONCAP, repassado aos usuários via o ERCAP.

O déficit seria ainda maior se o ONS não conseguisse realizar arbitragem eficiente, comprando energia em momentos de PLD baixo e vendendo em momentos de PLD elevado. Contudo, dada a baixa volatilidade do PLD horário, mesmo a operação otimizada tende a gerar receitas insuficientes para equilibrar a conta.

Sob essa estrutura, o empreendedor recebe exclusivamente a Receita Fixa mensal contratada no leilão, completamente descolada dos resultados operacionais:

- Independe da quantidade despachada (intensivo ou ocioso);
- Independe do horário de injeção/consumo;
- Independe do PLD vigente;
- Independe de ganhos ou perdas energéticas da arbitragem.

Variações na receita podem ocorrer somente por penalidades de desempenho ou disponibilidade dos SAEB.

Essa configuração elimina o risco de preço de energia para o empreendedor, conferindo previsibilidade ao fluxo de caixa e facilitando o financiamento dos projetos. Contudo, elimina simultaneamente qualquer possibilidade de capturar valor adicional por meio de operação otimizada ou aproveitamento de oportunidades excepcionais de arbitragem. Todos os ganhos energéticos, quando existem, são socializados via redução do déficit da CONCAP, não apropriados pelo investidor.

Em síntese, o modelo brasileiro de contratação de capacidade para SAEB estabelece separação completa entre a remuneração do empreendedor (Receita Fixa) e os resultados energéticos da operação (socializados via CONCAP). Essa arquitetura privilegia previsibilidade e bancabilidade em detrimento de incentivos à eficiência de mercado.

Box 4 Análise do Modelo de Remuneração via LRCAP para SAEB

O modelo de contratação via LRCAP, nos moldes propostos na CP MME 202/2025 [35], representa um avanço significativo, sendo a primeira alternativa viável para contratação de SAEB em larga escala no Brasil. A estrutura garante receita estável por 10 anos, viabilizando economicamente projetos que, de outra forma, enfrentariam dificuldades de financiamento diante da incerteza do mercado de curto prazo.

Ponderações a respeito da estrutura de remuneração:

- Ausência de incentivos à eficiência além do mínimo requerido: Como a RF é fixa e descolada da performance energética, ganhos de eficiência operacional (redução de perdas, otimização de ciclos) não se traduzem em receita adicional para o empreendedor, sendo socializados via redução do déficit da CONCAP;
- Pressão sobre custos de contratação: A necessidade de internalizar todos os riscos em fonte única, sem possibilidade de diversificação de receitas, tende a exigir lances mais

elevados no leilão de 2026, potencialmente resultando em custos de contratação superiores aos observados em mercados com empilhamento de receitas.

Essas limitações devem ser ponderadas frente às características estruturais do mercado brasileiro. A baixa variabilidade do PLD (spreads médios ~R\$ 73/MWh em 2024) e a ausência de mercados complementares maduros tornam a arbitragem de energia economicamente inviável como fonte principal de receita.

Nesse contexto, a modelagem simplificada de contratação via capacidade pode ser a abordagem mais pragmática para viabilizar a entrada inicial de SAEB no sistema elétrico nacional, ainda que sacrificando ganhos futuros de eficiência de mercado em favor de segurança operacional e previsibilidade de investimentos.

3.3.3. Serviços Ancilares

Além da arbitragem de energia e da provisão de capacidade, a terceira via de remuneração típica dos SAEB em mercados desenvolvidos é a prestação de serviços ancilares.

Os serviços ancilares são funções complementares indispensáveis para a operação segura, estável e contínua do sistema elétrico. Eles não dizem respeito à produção de energia, mas ao suporte técnico que garante que a eletricidade seja entregue com qualidade adequada, mesmo diante de variações bruscas de carga, falhas de equipamentos, perda de geração ou flutuações de fontes renováveis.

Entre essas funções estão o controle de frequência, o suporte de potência reativa e tensão, a reserva operativa para contingências, o restabelecimento do sistema (*black start*) e mecanismos que asseguram resposta rápida a perturbações. De forma simplificada, esses serviços incluem:

- **Controle de frequência:** busca estabilizar a frequência do sistema no valor nominal (60 Hz), compensando variações instantâneas entre carga e geração e evitando desligamentos automáticos.
- **Suporte de potência reativa e controle de tensão:** mantém níveis de tensão dentro dos limites operativos, assegurando qualidade e prevenindo sobrecargas e colapsos de tensão.
- **Reserva operativa:** garante geração disponível para assumir carga rapidamente após contingências.
- **Black start:** possibilita o religamento de partes da rede sem suprimento externo, viabilizando a recomposição após apagões.
- **Resposta rápida a perturbações:** atua em milissegundos para conter oscilações de potência, amortecer variações intermitentes e estabilizar o sistema.

Sem tecnologias aptas a prestar esses serviços, o desafio de manter o sistema em equilíbrio em tempo real seria significativamente maior.

Nesse contexto, os SAEB se destacam internacionalmente pela capacidade de prestar serviços ancilares com elevada eficiência. Segundo a IEA [36], as baterias são hoje uma das tecnologias mais eficazes para estabilidade do sistema, pois oferecem resposta quase instantânea, precisão na regulação de potência ativa e reativa, e capacidade de fornecer inércia sintética, sendo amplamente utilizadas para balanço sub-horário e prestação de serviços ancilares essenciais. Quando operam em modo *grid-forming*, os SAEB conseguem sustentar frequência e tensão com velocidade e controlabilidade superiores às unidades síncronas tradicionais, substituindo-as com vantagem em diversos serviços.

As experiências internacionais demonstram esse ponto. Em mercados como Austrália e Califórnia, os SAEB têm se mostrado extremamente eficazes na prestação de serviços ancilares, sobretudo no controle de frequência. No caso australiano, por exemplo, no segundo trimestre de 2025, o mercado de serviços de regulação de frequência do *National Energy Market* registrou custo total de AUD 23 milhões, redução de AUD 21 milhões em relação ao ano anterior, explicada majoritariamente pela rápida expansão dos SAEB, que já respondem por 54% desse mercado, substituindo usinas a carvão e hidrelétricas [37].

No Brasil, porém, não existem mercados competitivos de serviços ancilares. Esses serviços estão definidos em regulamentação da ANEEL e nos Procedimentos de Rede do ONS, mas sua remuneração ocorre de forma administrativa, sem leilões, preços locacionais ou competição entre tecnologias.

A Resolução Normativa (REN) ANEEL nº 1.030/2022 [38] reconhece oito tipos de serviços ancilares, dentre eles controle primário e secundário de frequência, suporte de potência reativa, *black start*, reserva operativa e serviços de recomposição. Entretanto, apenas cinco serviços possuem remuneração explícita:

- Suporte de potência reativa / controle de tensão,
- Controle secundário de frequência, através do Controle Automático de Geração (CAG),
- Despacho complementar para manutenção da reserva de potência operativa,
- *Black start*, e
- Sistemas Especiais de Proteção (SEP).

Desses, apenas os serviços de despacho complementar e suporte de potência reativa possuem tarifa variável. Os demais contam com pagamentos anuais fixados pelo regulador.

O despacho complementar para manutenção da reserva de potência operativa permite que usinas termelétricas ofertem preços até 130% do seu Custo Variável Unitário (CVU) para este fim. No entanto, segundo dados do ONS, o serviço não é utilizado desde 2020.

O suporte de potência reativa é remunerado pela Tarifa de Serviços Ancilares (TSA), também regulada e estabelecida pela ANEEL. A TSA representa o custo incremental de operação e manutenção de uma hidrelétrica quando atua como compensador síncrono, sem turbinar água. Conforme a Nota Técnica nº 195/2024 - STR/ANEEL [39], a Agência calculou que operar dessa forma gera acréscimo de 5,94% no custo de O&M dessas unidades. Para 2025, foi aplicado

reajuste de 4,42% (IPCA acumulado) sobre o valor homologado para 2024, fixando a tarifa em R\$ 9,90/Mvar-h. Essa tarifa é devida apenas a:

- usinas hidráulicas habilitadas a operar como compensadores síncronos, isto é, ao parque gerador convencional que historicamente presta esse serviço; e
- centrais geradoras operadas centralizadamente ou consideradas na programação em condição de potência ativa nula, o que inclui centrais geradoras eólica e fotovoltaicas que não estejam injetando energia na rede.

A prestação dos demais serviços ancilares no SIN permanece concentrada em hidrelétricas (controle primário e secundário de frequência, suporte inercial, recomposição) e, em menor escala, também em térmicas (*black start*, CAG e manutenção de reserva operativa).

A CP nº 39/2023 propõe incluir os sistemas de armazenamento nesses mecanismos. No entanto, como não há mercado competitivo, produtos específicos ou mecanismos de contratação voluntária, os SAEB não dispõem de canais formais para ofertar esses serviços e receber remuneração relevante por sua atuação. Nesse regime, dependerá de indicações de necessidade pelo ONS após a entrada em operação dos ativos para o possível recebimento de receita. Além disso, permanece como uma incerteza sobre o que será considerado serviço ancilar remunerado ou requisito mínimo sem direito a remuneração para os SAEB, uma vez que esses detalhamentos constarão em Procedimentos de Rede do ONS.

Numa iniciativa de modernização dos serviços ancilares, a REN nº 1.030/2022 permite o ONS utilizar produtos alternativos mediante autorização específica da ANEEL, em ambiente regulatório experimental. Assim, o ONS conduziu a discussão e criação de um *sandbox* regulatório para a contratação de suporte de potência reativa por meio de mecanismo competitivo [40][41]. Nesse procedimento, o operador identifica necessidades que devem ser supridas, recebe propostas do mercado e avalia o custo-efetividade das alternativas para contratar os provedores do serviço¹². O ONS recomendou que o mecanismo fosse neutro tecnologicamente, destacando, inclusive, a potencial participação de baterias, mas não foi reportada a participação de SAEB. Mesmo permitindo a sua participação, o cronograma curto, forma de remuneração, indefinições regulatórias, e tantas outras incertezas discutidas nesse relatório contribuem para a ausência dos SAEB.

Nesse contexto, mesmo em casos em que são tecnicamente superiores, como na resposta rápida, no suporte inercial sintético, na regulação ultrarrápida de frequência e na estabilização via *grid-forming*, não há, atualmente, produtos econômicos, sinais de preço ou tarifas dedicadas que permitam capturar esse valor tecnológico.

¹² O ONS recebeu ofertas no 1º mecanismo competitivo para contratação de suporte de potência reativa no período de 18/11 a 02/12/2025, para contribuir no controle da sobretensão na região de Minas Gerais até a entrada em operação de receita variável de acordo com suas propostas, superando a TSA vigente. [41]

Box 5 Limitações na Remuneração por Serviços Ancilares no Brasil

Apesar da elevada capacidade técnica dos SAEB para prestar serviços ancilares, especialmente resposta rápida, regulação de frequência, suporte inercial sintético e recomposição, o arcabouço regulatório brasileiro não permite a captura desses valores. Como não há mercados competitivos, produtos específicos, tarifas setoriais ou mecanismos de contratação voluntária, os SAEB não podem ofertar esses serviços nem receber remuneração por sua atuação, mesmo quando superiores às tecnologias tradicionais.

Com a remuneração concentrada em serviços historicamente prestados por unidades síncronas (hidrelétricas e térmicas), e com a Tarifa de Serviços Ancilares (TSA) calculada para cobrir custos destes ativos, dificulta-se o empilhamento de receitas associado a serviços ancilares no Brasil. Esse bloqueio elimina justamente uma das principais fontes de receita dos SAEB em mercados como Austrália e Califórnia, onde a participação em mercados de frequência representa parcela relevante da monetização e contribui para a redução de custos sistêmicos.

Como resultado, embora tecnicamente aptos a desempenhar funções críticas de estabilidade, os SAEB não conseguem converter esse valor sistêmico em retorno econômico, permanecendo dependentes de contratos regulados, como o LRCAP, para viabilizar sua inserção no SIN. Essa limitação reduz incentivos à inovação, restringe a competição tecnológica e posterga o desenvolvimento de um ecossistema mais eficiente e alinhado às boas práticas internacionais. As iniciativas de inovação no modelo de serviços ancilares em *sandbox* regulatório são importantes e promissoras, mas ainda incipientes e insuficientes para remunerar os SAEB.

3.3.4. Operação conjunta com central geradora

Apesar da operação do SAEB junto a centrais geradoras não ser uma fonte direta de remuneração, ela tem o potencial de otimizar projeto e ganhos para o empreendedor, sendo mais um benefício financeiro a ser acumulado e viabilizar a inserção desses sistemas.

Como já explorado em seções anteriores, os SAEB permitem a otimização do uso do sistema. Na regulamentação em discussão, a contratação conjunta do MUST, seja por colocação ou por associação com centrais geradoras, propõe flexibilização das regras vigente para que isso seja possível. Esse benefício fica mais evidente com a possibilidade de contratação considerando *peak shaving* da geração, reduzindo a contratação mínima regulatória do sistema de transmissão quando há SAEB colocalizados.

Embora as regras propostas habilitem este tipo de operação, há limitações. Quanto ao *peak shaving*, a redução máxima de 20% ou 30% em relação à potência da central geradora pode restringir os benefícios obtidos. Além disso, a delimitação do *peak shaving* e exigência de contratação de montante de carga do sistema para SAEB autônomos em associação, apesar de coerente

com o desenho das regras comerciais, desconsidera que as associações compartilham infraestrutura de conexão ao SIN.

Outro aspecto que tem se mostrado cada vez mais relevante no contexto brasileiro é a mitigação de *curtailment*. O agente pode carregar suas baterias em momentos que o operador solicita a redução da geração, reduzindo a demanda líquida no ponto de conexão ao sistema e mitigando o desperdício de energia.

A ANEEL ressalta a importância deste benefício, colocando como uma motivação para permitir a instrução de outorgas antes da conclusão da regulamentação, mas sinaliza na CP nº 039/2023 que a discussão regulatória ocorrerá apenas em 2º ciclo de regulamentação. Assim, não se sabe como serão afetados os critérios utilizados pelo ONS para a redução de geração e as regras para ressarcimento (*constrained-off*).

Nos dois benefícios citados da operação conjunta de sistema de geração e armazenamento – otimização de MUST e mitigação de *curtailment* – há, ainda, outro aspecto que permanece sem direcionamento claro nas iniciativas do setor elétrico brasileiro: o grau de liberdade que o agente proprietário de um SAEB terá para operar esse ativo.

Para usufruir destes benefícios, deve ser possível que o agente responsável tenha certa autonomia para fazer a gestão operativa das suas instalações. No entanto, a forma de operação dos SAEB é assunto que não foi abordado diretamente na CP nº 039/2023 e deve ser endereçado apenas no segundo ciclo de regulamentação previsto pela ANEEL, com a adequação dos Procedimentos de Rede do ONS. A indefinição das regras operacionais gera incerteza sobre estes benefícios.

Ressalta-se que a forma de operação para a obtenção das diversas receitas e benefícios pode contrastar. O fornecimento de serviços ao sistema, como capacidade e serviços ancilares, exige maior comando e controle do operador, enquanto a arbitragem e a otimização da operação com centrais geradoras colocalizadas requer certa liberdade para o empreendedor. Endereçar os possíveis arranjos operativos será um ponto importante para o empilhamento de receitas.

3.3.5. Síntese sobre os mecanismos de remuneração

A análise das barreiras sobre os mecanismos de remuneração aponta para limitações significativas no potencial de receitas para arbitragem e serviços ancilares no Brasil, indicando um início de inserção tecnológica apoiada em pagamentos de capacidade, notadamente a receita fixa do LRCAP armazenamento.

Conforme detalhado no *Relatório 2*, de Experiências Internacionais, mercados maduros como o australiano e o californiano ilustram a trajetória típica de maturação das receitas dos SAEB. Em ambos os casos, a arbitragem de energia consolidou-se progressivamente como a principal fonte de remuneração, sustentada por *spreads* de preço expressivos, AU\$ 243/MWh no NEM e US\$ 312/MWh no CAISO em 2024, e pelo crescimento da penetração renovável, que intensifica a variabilidade intradiária dos preços. A **Figura 6** mostra a evolução da participação dessas fontes de receita (serviços ancilares e arbitragem) no mercado australiano para os SAEB.

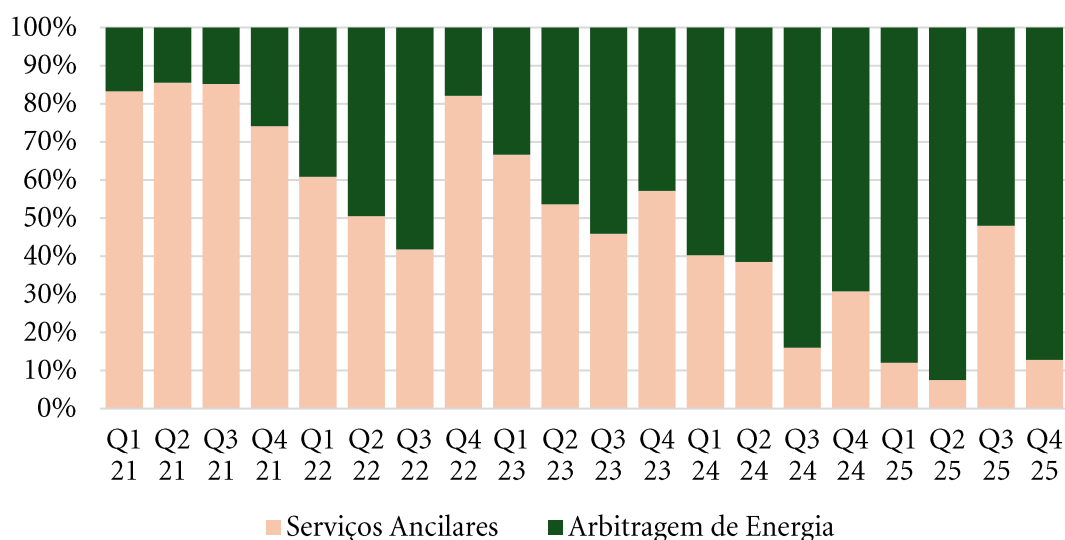


Figura 6 Evolução das receitas por fonte dos SAEB no NEM australiano (%). Fonte: AEMO, 2025 [43].

Ainda assim, mesmo nesses mercados, mecanismos de remuneração por capacidade cumprem papel complementar relevante: na Austrália, o *Capacity Investment Scheme* (CIS) funciona como instrumento de receita mínima garantida, protegendo novos projetos da volatilidade de preços e cobrindo os gaps de bancabilidade que o mercado *spot*, isoladamente, não elimina. Como podemos ver na Figura 6¹³, a participação da receita por arbitragem tem se mostrado mais relevante ao longo dos anos, mas ainda com grande variação entre os períodos, o que ilustra essa necessidade de prever receitas fixas.

No Brasil, entretanto, a lógica se inverte. O spread médio do PLD horário de aproximadamente R\$ 73/MWh (~US\$ 11,8/MWh), a ausência de mercados competitivos para serviços ancilares e o déficit estrutural de potência firme, com margem de apenas 2% projetada para 2029 e necessidade de oferta de potência adicional já em 2028 segundo o PDE 2034, configuram um cenário em que a remuneração por capacidade tende a ser, desde o início da implantação, a principal e, em muitos casos, a única fonte de receita viável para os SAEB.

O LRCAP, com sua estrutura de Receita Fixa por 10 anos, representa nesse contexto não um complemento ao mercado, mas sua substituição funcional enquanto as condições para o empilhamento de receitas não se consolidam. Reformas na formação de preços, na criação de produtos para serviços ancilares e no aprofundamento do mercado de flexibilidade serão condições necessárias para que a arbitragem e os serviços ancilares ganhem protagonismo no modelo de negócios dos SAEB brasileiros, aproximando, progressivamente, a trajetória nacional da experiência internacional.

¹³ A receita proveniente desse esquema de capacidade australiano – CIS – não compõe os valores da Figura 6, uma vez que esse mecanismo é recente, com poucos dados disponíveis e baixa representatividade nos valores totais de receita.

3.4. Carga Tributária

A tributação representa um componente significativo na formação de preços das baterias, influenciando diretamente sua viabilidade econômica e taxa de adoção no mercado. Os impostos incidentes são aplicados em diferentes etapas da cadeia de valor, desde a importação de componentes até a comercialização final do sistema.

Um dos principais desafios para a instalação de SAEB no Brasil está na ausência de capacidade produtiva nacional para células das baterias. Esse gargalo produtivo faz com que todo SAEB instalado no país dependa, necessariamente, de, pelo menos esse componente importado. O movimento de importação ocorre principalmente da China, maior fabricante global de células de íon-lítio, que domina aproximadamente 85% da capacidade produtiva mundial.

Ao entrar no território nacional, esses componentes são imediatamente onerados pelo Imposto de Importação (II), com alíquota de 18%, elevando substancialmente o custo base antes mesmo do produto chegar ao consumidor final. Durante a comercialização interna, a carga tributária se eleva através da incidência de mais quatro componentes tributários. O quadro abaixo apresenta todos os tributos e seus respectivas alíquotas:

Tabela 9 Tributação Incidente Sobre Baterias Importadas

Ordem de Incidência	Imposto	Alíquota
1º	Imposto de Importação (II)	18%
2º	Imposto de Produtos Industrializados (IPI)	11,25%
3º (junto)	PIS + COFINS ¹⁴	2,1% + 9,65%
4º	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS)	18% (média)

¹⁴ O Programa de Integração Social (PIS) e a Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS) são contribuições federais que incidem sobre a receita das empresas. Para importações, as alíquotas são de 2,1% (PIS-Importação) e 9,65% (COFINS-Importação), superiores às alíquotas do mercado interno, conforme o regime: no cumulativo (Lucro Presumido), são 0,65% e 3%; no não-cumulativo (Lucro Real), 1,65% e 7,6%, com direito a créditos.

Quando somados, esses impostos fazem com que o impacto efetivo da tributação sobre uma bateria para SAEB alcance 78,9% [44] do preço do produto ao chegar ao Brasil. Na prática, isso significa que para cada R\$ 100,00 de valor CIF, isto é, o valor do produto incluídos custo, seguro e frete até a chegada ao Brasil, o consumidor final paga R\$ 178,90. Desse total, R\$ 78,90 correspondem exclusivamente à carga tributária. Como ilustra o gráfico abaixo:

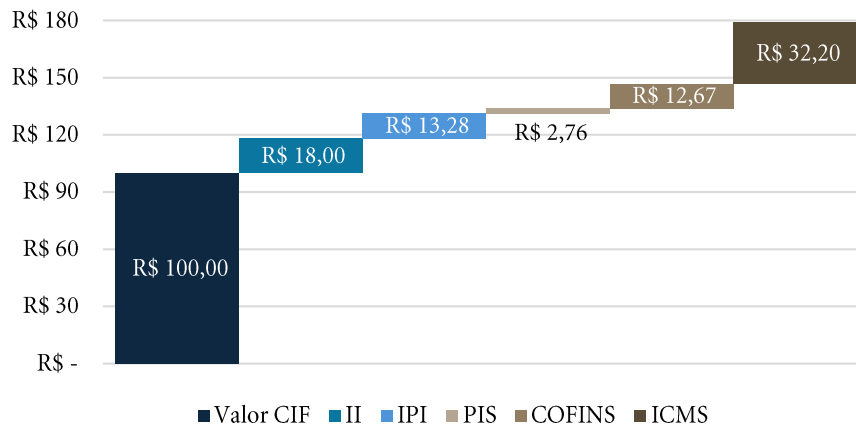


Figura 7 Impacto Carga Tributária em Baterias Importadas no Brasil

Essa carga tributária excessiva constitui uma barreira significativa para o investimento em armazenamento de energia no país, tornando projetos de SAEB economicamente inviáveis em muitos casos e desestimulando tanto investidores privados quanto concessionárias de energia a adotarem essa tecnologia estratégica para a modernização do setor elétrico brasileiro. Reconhecendo esse problema crítico, as discussões legislativas em torno da Medida Provisória 1304/2025, que originaram a Lei nº 15.269/2025, identificaram a necessidade urgente de mudar esse cenário.

Nesse contexto, o texto da Lei permite que os SAEB integrem o REIDI (Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura), regime tributário especial criado pela Lei 11.488/2007 [45] para fomentar investimentos em infraestrutura nos setores de transportes, portos, energia, saneamento básico e irrigação.

O REIDI suspende a exigência de PIS (2,1%) e COFINS (9,65%) sobre a venda, locação, importação e prestação de produtos e serviços relacionados a projetos de infraestrutura energética. Na prática, isso significa que empresas habilitadas no regime deixam de pagar esses 11,75% em tributos sobre a aquisição de equipamentos, máquinas e materiais de construção destinados ao ativo imobilizado de projetos aprovados pelo Ministério de Minas e Energia

A renúncia fiscal decorrente desse benefício está limitada a R\$ 1 bilhão por exercício, com vigência de 1º de janeiro de 2026 a 31 de dezembro de 2030, tendo o Ministério de Minas e Energia como órgão gestor responsável pelo acompanhamento.

Box 6 Exigência de Conteúdo Local

No texto original da Medida Provisória 1304/2025, estava prevista a vedação à exigência de conteúdo local para os projetos de SAEB habilitados no REIDI. Esse mecanismo baseava-se na argumentação da cadeia produtiva nacional ainda incipiente. Contudo, esse dispositivo foi vetado pelo Poder Executivo na sanção da Lei Nº 15.269/2025.

A justificativa do veto foi que “O dispositivo contraria o interesse público ao vedar a possibilidade de estabelecimento de requisitos de conteúdo local em projetos de armazenamento de energia no âmbito do Reidi. Ao impedir que o Poder Executivo avalie a conveniência de exigir conteúdo local em iniciativas estratégicas para a transição energética, o dispositivo limita a ação governamental e afasta a coerência com diretrizes voltadas ao fortalecimento da indústria e da geração de empregos”.

Na prática, isso significa que:

- O Executivo pode exigir que parte dos componentes do SAEB seja fabricada no Brasil como condição para obter os benefícios fiscais;
- A regulamentação do MME definirá os requisitos específicos;
- Projetos 100% importados podem não ter acesso à suspensão de PIS/COFINS.

A Lei também autoriza o Poder Executivo a reduzir a zero as alíquotas do Imposto de Importação sobre SAEB e seus componentes. Contudo, trata-se de uma faculdade ("poderá"), não de uma determinação, ou seja, até que o governo decida exercer essa prerrogativa, os 18% de II continuam incidindo normalmente.

Caso um projeto consiga acesso a ambos os benefícios, habilitação no REIDI (suspensão de PIS/COFINS) e redução do Imposto de Importação a zero, a carga tributária efetiva poderia cair de 78,9% para aproximadamente 35,7%, uma redução de mais de 43%. Esse cenário representaria uma mudança significativa na viabilidade econômica dos SAEB no Brasil. O gráfico a seguir ilustra o impacto dessa transformação:

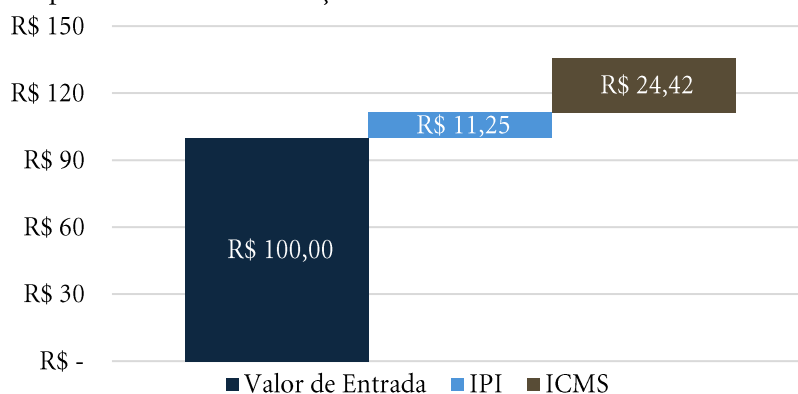


Figura 8 Impacto da Carga Tributária Aplicável a Baterias Importadas no Brasil sob Regimes de Incentivo

É importante contextualizar que os benefícios fiscais estabelecidos pela Lei 15.269/2025 possuem relevância estratégica principalmente no curto prazo, com destaque para viabilizar a participação de projetos de SAEB no LRCAP 2026. A suspensão de PIS e COFINS via REIDI e a possível redução do Imposto de Importação a zero representam instrumentos imediatos para reduzir a barreira de entrada dessa tecnologia no sistema elétrico brasileiro, em um momento crítico para a contratação de capacidade de armazenamento.

A partir de 2027, a Reforma Tributária do Consumo (LC 214/2025) trará mudanças que tendem a favorecer ainda mais os SAEB. A extinção geral do PIS e da COFINS, combinada à redução a zero da alíquota do IPI¹⁵, eliminará boa parte da carga tributária que hoje incide sobre essas tecnologias. Caso o Executivo exerça a prerrogativa de zerar também o Imposto de Importação, restará apenas a incidência do ICMS, que será gradualmente substituído pelo IBS até 2033. Esse cenário aponta para uma carga tributária significativamente inferior à atual, embora seja necessário acompanhar a regulamentação para avaliar os impactos efetivos e garantir mecanismos de incentivo adequados no novo regime.

Nesse sentido, embora a redução da carga tributária para equipamentos de SAEB, inclusive importados, viabilize custos mais competitivos e uma contratação mais barata, é fundamental que o país articule, paralelamente, políticas de desenvolvimento de uma cadeia produtiva nacional. Essa estratégia permitirá não apenas reduzir a dependência de importações, mas também potencializar os ganhos econômicos e a geração de empregos em um mercado global em franca expansão.

3.5. Aspectos Ambientais, de Segurança e Ciclo de Vida

A implantação eficiente de SAEB no Brasil envolve dimensões que transcendem os aspectos de regulação de mercado e viabilidade econômica discutidos nas seções anteriores. Nesse contexto, três temas complementares merecem atenção: o licenciamento ambiental do empreendimento, os requisitos de segurança para operação, especialmente contra incêndios e a gestão do ciclo de vida das baterias, desde extração do insumo mineral até a destinação final das baterias após o fim de sua vida útil.

Embora interconectados, esses temas possuem bases normativas distintas, envolvem diferentes autoridades competentes e operam em momentos diversos do ciclo do projeto. A presente seção analisa cada um deles, identificando lacunas regulatórias e apontando caminhos que podem orientar o amadurecimento do arcabouço regulatório brasileiro.

3.5.1. Licenciamento Ambiental

O licenciamento ambiental constitui uma etapa central para assegurar que novas tecnologias sejam incorporadas ao setor elétrico sem gerar externalidades ambientais negativas. Em um cenário de transição energética, a existência de procedimentos claros e proporcionais ao impacto

¹⁵ A Reforma Tributária prevê a redução a zero das alíquotas do IPI sobre todos os produtos, exceto aqueles que também sejam industrializados na Zona Franca de Manaus (ZFM), para preservar a competitividade da região.

das atividades é fundamental tanto para a proteção ambiental quanto para a mitigação de riscos econômicos futuros decorrentes de eventuais passivos ambientais.

No Brasil, a competência para o licenciamento é predominantemente estadual, conforme estabelecido pela Lei Complementar (LC) nº 140/2011 [46]. Para os SAEB, tanto autônomos quanto colocalizados, não se verifica enquadramento nas hipóteses de competência federal do IBAMA, como ocorre em empreendimentos que atravessam mais de um estado, se localizam em terras indígenas ou envolvem material radioativo. Assim, cabe aos órgãos ambientais estaduais conduzir o processo, aplicando suas próprias normas e procedimentos.

Para outros empreendimentos do setor elétrico, a aplicação da LC nº 140/2011 já conta com prática administrativa consolidada, para UHEs e linhas de transmissão, por exemplo, os critérios de repartição de competência são bem estabelecidos, permitindo ao empreendedor identificar desde cedo se o licenciamento compete ao IBAMA ou ao órgão estadual. Para os SAEB, embora sujeitos ao mesmo marco legal, a ausência de experiência acumulada e de orientações específicas faz com que essa delimitação permaneça incerta, adicionando risco ao desenvolvimento dos projetos.

A publicação da Lei nº 15.190/2025 [47] (Lei Geral do Licenciamento Ambiental) visa padronizar diretrizes nacionais e reduzir a fragmentação normativa. A lei preserva o modelo tradicional de Licença Prévia (LP), Licença de Instalação (LI) e Licença de Operação (LO), mas introduz instrumentos complementares, como a Licença Ambiental Especial (LAE), destinada a empreendimentos estratégicos, e a Licença por Adesão e Compromisso (LAC), restrita às atividades de baixo impacto. O objetivo declarado é conferir maior segurança jurídica, estabelecer prazos uniformes e harmonizar procedimentos entre os entes federativos.

Ademais, é importante ressaltar que a lei é objeto de intenso debate: enquanto seus defensores destacam ganhos em previsibilidade e desburocratização, críticos apontam riscos de fragilização de salvaguardas ambientais. A dinâmica dos vetos presidenciais e a regulamentação ainda pendente tornam prematuro avaliar se o novo marco representará, na prática, avanço ou retrocesso para o licenciamento ambiental no país.

Apesar desse marco nacional, ainda não existe resolução específica com critérios de enquadramento ou termos de referência voltados aos SAEB. O Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAMA) é o órgão colegiado responsável por estabelecer normas e padrões ambientais de âmbito nacional, funcionando como instância central de definição de diretrizes técnicas para o licenciamento. A ausência de uma regulamentação federal dedicada aos SAEB abre espaço para um cenário de assimetria regulatória entre os estados.

Entre as experiências existentes, destaca-se o Piauí, que incorporou de forma pioneira os SAEB ao seu arcabouço de licenciamento por meio da Resolução CONSEMA nº 46/2022 [48]. A norma utiliza como parâmetro central de enquadramento a área útil do projeto, definindo faixas de porte que orientam o grau de exigência técnica. Essa categorização permitiu o processamento das primeiras licenças ambientais específicas para SAEB no Brasil, aproximadamente cinco até novembro de 2025, posicionando o estado como referência no tema.

O enquadramento por classe estabelecido na resolução diferencia o nível de exigência técnica conforme o porte do empreendimento. De maneira geral, quanto maior a área útil, maior o detalhamento dos estudos exigidos pelo órgão ambiental. Esses estudos seguem gradações previstas no Art. 10 da Resolução CONSEMA nº 46/2022, que define:

- **DTA – Descritivo Técnico e Ambiental:** estudo de baixa complexidade, voltado à caracterização do empreendimento e à avaliação direta dos impactos, com medidas básicas de controle ambiental;
- **EAS – Estudo Ambiental Simplificado:** apresenta análise mais estruturada dos impactos, contemplando avaliação preliminar de riscos, medidas mitigadoras e plano de monitoramento;
- **EAI – Estudo Ambiental Intermediário:** estudo de maior detalhamento, incluindo análise de risco, planos de contingência, avaliação de impactos indiretos e cumulativos, além de medidas de mitigação mais abrangentes;
- **EIA/RIMA – Estudo de Impacto Ambiental e Relatório de Impacto Ambiental:** aplicado a empreendimentos de grande porte ou complexidade, envolve avaliação aprofundada de impactos, alternativas tecnológicas e locacionais, e programas de monitoramento extensivos.

Esses graus de complexidade são aplicados conforme a classe associada à área útil do SAEB, como apresentado na tabela a seguir:

Tabela 10 Critérios de Enquadramento e Estudos Requeridos para SAEB (Res. CONSEMA nº 46/2022)

Área útil do SAEB (m ²)	Classe	Tipo de estudo exigido
< 500 m ²	Porte micro	Não incidente
500 a < 2.000 m ²	C1	DTA
2.000 a < 4.000 m ²	C2	EAS
4.000 a < 20.000 m ²	C3	EAI
20.000 a < 80.000 m ²	C3	EAI
≥ 80.000 m ²	C4	EIA/RIMA

No âmbito federal setorial, a Portaria MME nº 878/2025, publicada para o LRCAP de armazenamento, introduziu uma flexibilização excepcional na etapa de habilitação técnica do certame, ao dispensar a apresentação imediata do licenciamento ambiental prévio. Essa medida, já adotada em outros leilões do setor elétrico, busca ampliar a participação de agentes em fase inicial de desenvolvimento dos projetos e se mostra compatível com o caráter pioneiro do certame de armazenamento.

Importante destacar que essa flexibilização não reduz as exigências ambientais associadas à implantação dos empreendimentos: o atendimento integral ao licenciamento permanece obrigatório, devendo ser comprovado dentro dos prazos definidos no edital, preservando a segurança jurídica e o rigor ambiental.

Esse cenário reforça a necessidade de consolidação de parâmetros nacionais mais harmonizados. A inexistência de diretrizes federais específicas para SAEB tende a aumentar assimetrias entre estados, elevar custos regulatórios e reduzir a previsibilidade para os empreendedores. A elaboração de uma futura norma do CONAMA, com critérios uniformes de enquadramento, termos de referência mínimos e procedimentos padronizados, seria fundamental para mitigar disparidades e acelerar a implantação de projetos de armazenamento em larga escala no país.

Há precedente relevante para esse tipo de iniciativa. A Resolução CONAMA nº 462/2014 [49] estabeleceu critérios e diretrizes nacionais para o licenciamento ambiental de empreendimentos eólicos em superfície terrestre, padronizando procedimentos que até então variavam significativamente entre estados. A adoção de instrumento análogo para os SAEB, adaptado às especificidades da tecnologia, permitiria replicar os ganhos de previsibilidade já observados no setor eólico.

Além da harmonização normativa, determinados aspectos com potenciais externalidades ambientais negativas associados aos SAEB demandam atenção especial dos órgãos ambientais e dos empreendedores. Entre eles, destacam-se a segurança contra incêndio, dada a natureza eletroquímica dos sistemas, e a gestão de resíduos e do ciclo de vida, especialmente relevante para tecnologias de baterias.

3.5.2. Requisitos de Segurança

Os SAEB, majoritariamente baseados em baterias de íons de lítio, apresentam riscos específicos que exigem atenção regulatória e de engenharia. O principal deles é o fenômeno de *thermal runaway* (fuga térmica), no qual uma célula entra em degradação acelerada, gerando calor acima da capacidade de dissipação do sistema. Esse evento pode ser desencadeado por falhas elétricas, danos mecânicos, defeitos de fabricação ou condições operacionais inadequadas. Uma vez iniciado, o processo pode propagar-se para células adjacentes, resultando em incêndios de difícil extinção, explosões e liberação de gases tóxicos e inflamáveis.

No Brasil, a regulação de segurança contra incêndio é competência estadual, exercida por meio dos Corpos de Bombeiros Militares, que definem e fiscalizam os requisitos de prevenção e combate a incêndio conforme legislações estaduais próprias. Para SAEB, esses órgãos seriam a autoridade primária na aprovação de projetos de proteção contra incêndio das instalações.

No plano da normalização técnica, a ABNT é responsável pela elaboração de normas voluntárias, enquanto o INMETRO poderia desempenhar papel na certificação compulsória de equipamentos, caso regulamentos técnicos específicos venham a ser editados. No âmbito setorial, a ANEEL e o ONS estabelecem requisitos de conexão e operação que tangenciam a segurança (proteções elétricas, desligamento automático), mas não abarcam a dimensão de proteção contra incêndio da edificação ou os protocolos de resposta a emergências. Assim, há uma fragmentação de competências sem que haja uma visão integrada da segurança de instalações SAEB completas.

Diante dos riscos e da fragmentação de competências descrita, a mitigação dos perigos associados ao *thermal runaway* envolve medidas de engenharia e operação em diferentes camadas de proteção. Entre as principais, destacam-se:

- **Compartimentação e zoneamento:** barreiras físicas que limitam a propagação de calor e incêndio entre módulos, racks e contêineres;
- **Ventilação e exaustão:** sistemas projetados para diluir e remover gases inflamáveis ou tóxicos, reduzindo o risco de ignição secundária ou explosão;
- **Detecção precoce:** sensores térmicos, monitoramento contínuo de gases e detecção de fumaça, capazes de identificar anomalias antes da escalada do evento;
- **Supressão de incêndio:** agentes compatíveis com baterias de íon-lítio, como água nebulizada, dimensionados conforme o porte e a disposição dos módulos;
- **Procedimentos de emergência:** protocolos que orientem o isolamento seguro da área e evitem intervenções de risco, como abertura de contêineres com acúmulo de gases.

A relevância dessas medidas é reforçada por incidentes recentes no cenário internacional. Na Austrália, o incêndio da *Victorian Big Battery* (2021) foi iniciado por falha no sistema de refrigeração [50]. Em 2019, no Arizona (EUA), uma instalação de 2 MW levou horas para ser controlada, resultando em explosão que feriu gravemente quatro bombeiros, dois deles com lesões graves [51]. A ocorrência desse tipo de incidentes em diversos locais do mundo torna importante o alerta sobre riscos de incêndios em SAEB.

Box 7 Tropicalização: processo crítico para a segurança e eficiência de SAEB no Brasil

O clima brasileiro adiciona complexidade ao gerenciamento térmico dos SAEB, impactando diretamente a eficiência, a vida útil dos equipamentos e o risco de incêndio. Diversas regiões apresentam temperaturas frequentemente acima de 40°C, impondo estresse adicional aos módulos e sistemas de refrigeração, condição que acelera a degradação das células, reduz a capacidade de armazenamento ao longo do tempo e diminui a margem de segurança contra eventos de fuga térmica.

Além da temperatura, outros fatores ambientais agravam esse cenário: alta umidade pode comprometer isolamentos elétricos e favorecer corrosão interna; salinidade em regiões litorâneas pode degradar conexões, invólucros e componentes eletrônicos; poeira pode obstruir sistemas de ventilação, prejudicando a dissipação de calor e forçando ciclos mais intensos de refrigeração.

Essas condições exigem adaptações de engenharia, incluindo reforço de sistemas de climatização e controle térmico, materiais resistentes à corrosão, proteção contra poeira e umidade, e ajustes operacionais em limites de carga e estados de carga máximos.

Sistemas projetados para climas temperados, sem adequação às condições tropicais brasileiras, podem apresentar risco elevado de falhas térmicas, perda prematura de capacidade e

redução significativa da vida útil. Tais adaptações devem ser incorporadas tanto à análise de segurança quanto à modelagem técnico-financeira dos projetos.

Diante desse cenário, normas internacionais tornaram-se referência para projetistas, seguradoras e investidores. A NFPA 855 [52] estabelece requisitos para instalação de sistemas estacionários de armazenamento; a UL 9540 [53] define critérios de certificação de segurança; e a UL 9540A [54] padroniza ensaios de propagação de fuga térmica, sendo a única norma consensual citada pela NFPA 855 para testes de fogo em larga escala e o único padrão nacional nos EUA e Canadá para esse tipo de avaliação. No plano dos componentes, a IEC 62619 [55] especifica requisitos de segurança para células e baterias secundárias de lítio em aplicações industriais e estacionárias, enquanto a IEC 62620 [56] define requisitos de desempenho elétrico para essas mesmas baterias.

No Brasil, a cobertura normativa ainda é parcial e fragmentada. A *Tabela 11* sintetiza as normas e iniciativas em vigor ou em desenvolvimento aplicáveis a SAEB:

Tabela 11 Normas técnicas brasileiras aplicáveis a SAEB

Referência	Escopo	Limitação para SAEB
NBR 16975:2021 [57]	Especificação elétrica e métodos de ensaio para células e baterias de lítio estacionárias	Apenas componentes
NBR 16976:2021 [58]	Requisitos de segurança e métodos de ensaio para células e baterias de lítio estacionárias	Apenas componentes
NBR 17153:2023 (em revisão) [60]	Requisitos e ensaios para baterias de armazenamento de energia renovável conectadas à rede	Desempenho elétrico; não trata de incêndio nem instalação
NBR 17193:2025 [61]	Segurança contra incêndio em instalações fotovoltaicas em edificações	Exclui edificações com sistemas exclusivos de armazenamento
CE-024:102.009 [54] (em elaboração)	Segurança contra incêndio em sistemas de armazenamento de energia	Norma ainda não publicada

As NBR 16975 e NBR 16976, correspondentes respectivamente à IEC 62620 (desempenho elétrico) e à IEC 62619 (segurança), restringem-se a células, módulos e sistemas de bateria, sem abranger a instalação integrada, a proteção contra incêndio da edificação ou os procedimentos de resposta a emergências. Desenvolvimentos recentes indicam avanço: no Comitê Brasileiro de Segurança contra Incêndio (ABNT/CB-024), a Comissão de Estudos CE-024:102.00, instituída em outubro de 2023, elabora norma específica para segurança contra incêndios em sistemas de armazenamento de energia; a NBR 17193:2025 estabeleceu requisitos para instalações fotovoltaicas em edificações, embora exclua expressamente edificações com sistemas exclusivos de armazenamento. No Comitê Brasileiro de Eletricidade (ABNT/CB-003), está em curso a revisão da NBR 17153 para alinhamento à IEC 61427-2:2024.

Ainda assim, conforme evidencia a *Tabela 11*, o país não dispõe de arcabouço normativo que trate da instalação de SAEB de forma integrada. Requisitos de proteção contra incêndio, espaçamento, ventilação, certificação do sistema completo e resposta a emergências permanecem sem cobertura por normas ou regulamentos nacionais. Na ausência desse conjunto de referências, os projetos em desenvolvimento têm recorrido diretamente a normas internacionais — prática necessária no momento, mas que não substitui requisitos nacionais adaptados às condições climáticas e institucionais brasileiras.

3.5.3. Gestão de Resíduos e Ciclo de Vida

De todos os aspectos técnicos, econômicos e regulatórios analisados ao longo deste relatório, a gestão de resíduos e o ciclo de vida das baterias representam talvez o ponto mais crítico do ponto de vista ambiental. É aqui que reside o maior potencial de dano: baterias de íons de lítio contêm materiais que, se descartados inadequadamente, podem contaminar solo e água.

A expansão acelerada do uso de SAEB e o consequente aumento da produção de baterias de íons de lítio ampliam significativamente essa preocupação. Nesse contexto, estabelecer padrões claros de logística reversa, reuso e reciclagem torna-se não apenas desejável, mas imperativo para garantir que a transição energética não substitua um problema ambiental por outro.

Nas experiências em curso no Brasil, o caminho adotado tem sido o de realização de compromisso de logística reversa por parte do fornecedor do componente. No entanto, é preciso evoluir na definição e padronização desses processos, uma vez que eventuais desafios ainda não foram observados por conta da inserção ainda recente dos primeiros SAEB. Nesse sentido, a aceleração do uso da tecnologia pode fazer com que, num horizonte de 10 -15 anos, haja um boom de baterias no final de sua vida útil, acendendo um alerta para a destinação desses equipamentos.

Nesse contexto, o arcabouço normativo brasileiro oferece uma base, mas carece de especificidade para as baterias de lítio de grande porte. A Política Nacional de Resíduos Sólidos (Lei nº 12.305/2010) [62] estabelece, em seu artigo 33, que pilhas e baterias figuram entre os produtos sujeitos obrigatoriamente a sistemas de logística reversa, mediante retorno ao ciclo produtivo independentemente do serviço público de limpeza urbana.

Ademais, a Resolução CONAMA nº 401/2008 [63] detalha as obrigações dos fabricantes e importadores quanto ao gerenciamento ambientalmente adequado, estabelecendo limites para substâncias tóxicas e exigindo que produtos energeticamente esgotados sejam recebidos de volta. Contudo, a importação e fabricação de pilhas e baterias de lítio não são englobadas nessa legislação quanto à necessidade de elaboração do Plano de Gerenciamento de Pilhas e Baterias e apresentação do laudo físico-químico.

Do ponto de vista da governança, a gestão do ciclo de vida das baterias de SAEB envolve atribuições distribuídas entre diferentes atores e esferas. A Lei nº 12.305/2010 estabelece o princípio da responsabilidade compartilhada, abrangendo fabricantes, importadores, distribuidores, comerciantes e o poder público. No plano federal, o IBAMA atua na fiscalização da logística reversa, enquanto o CONAMA detém competência para editar normas complementares, sendo que a Resolução nº 401/2008, como visto, não contempla as baterias de lítio de grande porte. O Ministério do Meio Ambiente (MMA) participa da formulação de políticas e da coordenação de acordos setoriais de logística reversa e os órgãos ambientais estaduais podem estabelecer exigências complementares como condicionantes de licenciamento.

No âmbito legislativo, tramita o PL 2.327/2021 [64], aprovado pela Comissão de Meio Ambiente do Senado, estabelece que a logística reversa de baterias de veículos elétricos deverá priorizar a reciclagem e o reaproveitamento de seus componentes na fabricação de novas baterias. O projeto busca viabilizar a recuperação de matérias-primas críticas e garantir a destinação ambiental adequada dos rejeitos. Embora voltado à mobilidade elétrica, o projeto pode criar precedentes relevantes para os SAEB, uma vez que ambos utilizam a mesma tecnologia de baterias de íon-lítio e enfrentam desafios semelhantes de fim de vida.

Do ponto de vista técnico, o manejo adequado das baterias ao fim de sua vida útil envolve duas estratégias complementares: o reuso e a reciclagem.

Nesse contexto, conforme aponta relatório do Banco Mundial [50], baterias retiradas de veículos elétricos frequentemente ainda retêm capacidade suficiente para aplicações estacionárias menos exigentes, como backup residencial ou suporte a sistemas de iluminação solar. Para aplicações de maior porte e exigência, o aproveitamento de baterias de segunda vida depende de triagem rigorosa e tende a ser mais restrito, dado que esses sistemas demandam níveis elevados de capacidade e confiabilidade

Quando a vida útil se esgota definitivamente, a reciclagem assume papel estratégico. Processos hidrometalúrgicos e pirometalúrgicos¹⁶ já permitem recuperar mais de 95% de materiais críticos como níquel, cobalto e manganês, reinserindo-os na cadeia produtiva e reduzindo a pressão sobre novas frentes de mineração [65]. Trata-se de uma alternativa tecnologicamente viável que

¹⁶ *Pirometalurgia: processo de fundição em altas temperaturas para recuperação de metais. Hidrometalurgia: processo de extração química por lixiviação ácida, menos intensivo em energia e capaz de recuperar maior variedade de materiais.*

permite recuperar materiais de alto valor como lítio, níquel e cobalto e reinseri-los na cadeia produtiva, atenuando os impactos socioambientais associados à extração primária.

Dessa forma, a viabilização de uma infraestrutura de reuso e reciclagem podem ser vistas como um elemento-chave para garantir a sustentabilidade de longo prazo dos sistemas de armazenamento estacionário, evitando que o aumento do uso de SAEB gere passivos ambientais futuros.

Box 8 Impactos ambientais da mineração de lítio

A discussão sobre o fim de vida das baterias não pode ignorar o início de sua cadeia produtiva. Segundo a Agência Internacional de Energia (IEA) [66], a mineração e o processamento de minerais requerem grandes volumes de água para suas operações e apresentam riscos de contaminação por drenagem ácida, descarga de efluentes e disposição de rejeitos. O lítio é particularmente vulnerável: mais de 50% da produção global atual está concentrada em áreas com alto estresse hídrico.

A maior parte das reservas mundiais encontra-se no chamado "triângulo do lítio", formado por Chile, Argentina e Bolívia. Nessa região, o mineral é extraído de salares, extensas planícies salinas formadas pela evaporação de antigos lagos em bacias endorreicas. Sob a crosta de sal, encontram-se salmouras ricas em lítio, que são bombeadas para tanques de evaporação a céu aberto. O processo, embora de baixo custo, consome volumes expressivos de água em ecossistemas já extremamente áridos, gerando conflitos com comunidades locais e impactos sobre a fauna e flora adaptadas a esses ambientes.

O Brasil também possui reservas relevantes de lítio, concentradas principalmente no Vale do Jequitinhonha (MG) e em províncias pegmatíticas do Nordeste. Diferentemente dos salares sul-americanos, a extração brasileira ocorre a partir de rochas (espodumênio), em mineração convencional a céu aberto. O país figura entre os dez maiores produtores mundiais e tem atraído investimentos para expansão da capacidade.

A pressão sobre esses recursos tende a se intensificar. Segundo projeções do Banco Mundial [67], a produção de minerais como grafite, lítio e cobalto pode crescer quase 500% até 2050 para atender à demanda por tecnologias de energia limpa. Estima-se que mais de 3 bilhões de toneladas de minerais e metais serão necessários para viabilizar as metas do Acordo de Paris.

Nesse contexto, estruturar sistemas eficientes de reciclagem para baterias de SAEB é também uma forma de reduzir a pressão sobre ecossistemas frágeis, sejam os salares andinos ou as áreas de mineração no semiárido brasileiro. Não basta descarbonizar a matriz elétrica se, para isso, intensificamos a degradação ambiental nas regiões de extração mineral.

4. CONCLUSÕES E PROPOSIÇÕES PARA INSERÇÃO EFICIENTE DOS SAEB NO BRASIL

O presente estudo analisou a trajetória de inserção dos Sistemas de Armazenamento de Energia em Baterias no Brasil, desde os marcos iniciais em projetos de P&D e leilões SISOL até o atual processo de construção do marco regulatório. A análise identificou avanços significativos, como a abertura do debate estruturado pela Consulta Pública nº 039/2023, a previsão do LRCAP de Armazenamento para 2026 e as alterações introduzidas pela Lei nº 15.269/2025, ao mesmo tempo em que evidenciou barreiras que ainda limitam a inserção eficiente dessa tecnologia no sistema elétrico brasileiro.

As conclusões e direcionamentos a seguir organizam-se em três eixos (inserção regulatória, viabilidade econômica e segurança e responsabilidade ambiental) e buscam sintetizar os principais desafios identificados, apontando os fundamentos que devem orientar o amadurecimento do arcabouço normativo.

4.1. Inserção Regulatória

A análise demonstrou que o enquadramento regulatório dos SAEB permanece como questão central a ser endereçada. A natureza híbrida dessa tecnologia, que não se enquadra integralmente nas categorias tradicionais de geração, transmissão ou consumo, desafia a estrutura normativa vigente e exige tratamento específico.

O regime de outorga ainda carece de definição normativa consolidada. Embora a CP nº 039/2023 tenha avançado na distinção entre Agente Armazenador e Usina de Geração com Sistema de Armazenamento, a ausência de Resolução Normativa publicada mantém a insegurança jurídica para desenvolvedores e financiadores. A exigência de autorização formal, conforme sinalizado na NT Conjunta nº 13/2025, representa avanço em termos de rastreabilidade e fiscalização, mas a indefinição quanto aos critérios específicos de enquadramento persiste.

No que tange ao acesso à rede, a estrutura de contratação de MUST e pagamento de TUST reflete a lógica binária do arcabouço vigente, que distingue agentes injetores de agentes consumidores. Para SAEB na modalidade de Agente Armazenador, a dupla contratação, tanto na modalidade de geração quanto de consumo, implica custos fixos significativos que podem impactar diretamente a viabilidade dos projetos. Com a flexibilização prevista para Usinas com Sistema de Armazenamento, que permite acomodar o MUST do armazenamento dentro do montante já contratado pela usina, a regra deve ser acompanhada para verificar potenciais assimetrias entre configurações que merecem avaliação quanto à neutralidade competitiva.

Direcionamentos:

A consolidação do marco regulatório deve assegurar clareza quanto aos requisitos de cada categoria de outorga, proporcionando segurança jurídica compatível com o horizonte de investimento dos projetos. A definição de critérios objetivos para enquadramento, considerando

configuração física, modelo operacional e relação com eventual unidade geradora, é pressuposto para o planejamento de empreendimentos e a estruturação de financiamentos.

O tratamento do acesso à rede, por sua vez, deve considerar a natureza bidirecional do armazenamento, evitando que a aplicação de instrumentos desenhados para agentes unidirecionais resulte em oneração desproporcional. Nesse sentido, a avaliação dos custos e benefícios sistêmicos proporcionados pelos SAEB pode fundamentar eventual revisão metodológica que reflita mais adequadamente o papel dessa tecnologia no sistema.

Por fim, a proporcionalidade das exigências regulatórias conforme o porte e a complexidade dos empreendimentos constitui princípio relevante para estimular a diversificação de modelos de negócio, sem comprometer a capacidade de fiscalização e o controle setorial.

A Tabela 12 abaixo resume as principais barreiras identificadas, o atual endereçamento no contexto brasileiro e considerações sobre cada barreira.

Tabela 12 Resumo das principais barreiras para a inserção regulatória dos SAEB

Barreira identificada	Atual endereçamento	Considerações
Ausência de outorgas para SAEB	Encaminhamento pela ANEEL na CP nº 39/2023 para reconhecimento de SAE autônomo e colocalizado, como PIE. Lei nº 15.269/2025 reconhece a atividade de armazenamento.	Como primeira barreira a ser superada, a celeridade na aprovação de normativo é essencial. Aperfeiçoamentos adicionais serão importantes para inserção dos SAEB em todos os segmentos, incorporando elementos da Lei na regulamentação da ANEEL. Reconhecimento do agente armazenador, não somente como um PIE, suporta o tratamento específico para esses ativos. Necessário avaliar se há incentivos regulatórios indesejáveis no modelo flexível de outorga proposta.
Incidência de encargos setoriais como carga e geração (inclusive TUST/D)	Discussão na CP nº 39/2023 relaciona encargos com modalidades de geração e carga. Propõe exclusão do pagamento de EER, ERCAP, ESS, PROINFA e CDE, que são devidos por consumidores. No entanto,	Apesar do avanço em afastar determinados encargos devidos para consumidores, a metodologia atual para definição dos EUST não foi criada considerando a existência de ativos armazenadores de energia. Deve-se reavaliar se a metodologia vigente é

	mantém cobrança da TUST/D como geração e carga.	a mais adequada frente a evolução das tecnologias.
Regras vigentes para contratação do uso do sistema	Proposta da ANEEL flexibiliza as regras vigentes de contratação para permitir a otimização do uso do sistema, considerando os enquadramentos de SAE (colocalizado ou autônomo), bem como a participação em associações, mas limita o potencial <i>peak shaving</i> .	A proposta da ANEEL é um grande avanço para retirar essas barreiras, no entanto, as suas limitações podem restringir os benefícios, devendo ser reavaliadas posteriormente em avaliação de resultados regulatórios. De forma mais abrangente, as atuais penalidades têm se mostrado eficiente para evitar ultrapassagens. Flexibilizações gerais na regra atual podem ser estudadas.
Indefinição de requisitos técnicos, detalhamento das regras de acesso e aspectos operacionais	O ONS propõe requisitos técnicos para SAEB, ainda em fase de discussão. O MME, através do LRCAP, também encaminha proposta de requisitos com apoio do ONS. Não há ainda detalhamento operacional.	Essas indefinições trazem incertezas para o projeto, implantação e operação do SAEB. Embora já haja proposta de requisitos em discussão no setor, essas definições estão previstas para se iniciarem no 2º ciclo regulatório após a aprovação de normativo. Enquanto isso, as incertezas serão perpetuadas. Envidar esforços para definir requisitos e procedimentos provisórios pode agilizar a inserção de SAEB.

4.2. Viabilidade Econômica

A sustentabilidade econômica dos SAEB depende da existência de fontes de receita compatíveis com os custos de capital da tecnologia. O estudo identificou que, no contexto brasileiro, as três principais vias de remuneração observadas em mercados internacionais (arbitragem de energia, provisão de capacidade e prestação de serviços ancilares) apresentam limitações estruturais que restringem o potencial de captura de valor.

A arbitragem de energia, principal fonte de receita em mercados como Austrália e Califórnia, encontra no Brasil ambiente menos favorável. A granularidade horária do PLD, associada aos limites regulatórios de variação, resulta em *spreads* médios que, descontadas as perdas de ciclo e os custos operacionais, dificilmente viabilizam modelos de negócio baseados exclusivamente nessa estratégia.

A provisão de capacidade, estruturada no Brasil por meio do LRCAP, representa a primeira via concreta de contratação em larga escala. O modelo de Receita Fixa exclusiva, conforme delineado na Portaria MME nº 878/2025, proporciona previsibilidade ao fluxo de caixa e facilita a bancabilidade dos projetos, mas dissocia a remuneração do ambiente operacional e de mercado. Essa configuração elimina riscos de preço para o empreendedor, porém também suprime incentivos a ganhos de eficiência.

Já a prestação de serviços ancilares, terceira via típica de remuneração, permanece inacessível aos SAEB no Brasil. A ausência de mercados competitivos para esses serviços, combinada com a estrutura da Tarifa de Serviços Ancilares (TSA), impede que as baterias convertam sua superioridade técnica em determinadas funções, como regulação rápida de frequência e suporte inercial sintético, em retorno econômico.

Soma-se a essas limitações a carga tributária incidente sobre baterias importadas, estimada em 78,9% do valor base. A possibilidade de inclusão dos SAEB no REIDI, aberta pela Lei nº 15.269/2025, representa oportunidade de redução significativa desse ônus, embora condicionada à regulamentação complementar.

O uso de SAEB para otimizar a operação com centrais geradoras também é um fator que deve ser considerado na avaliação da sua viabilidade econômica, e já um aspecto incluído na proposta de regulamentação da ANEEL.

Direcionamentos:

A estruturação de fontes de receita para SAEB deve considerar as características do mercado brasileiro. A baixa variabilidade histórica do PLD limita o potencial de arbitragem energética como fonte primária de remuneração, diferentemente de mercados com maior volatilidade de preços spot. Nesse contexto, mecanismos de contratação regulada de capacidade assumem papel estratégico na viabilização inicial da tecnologia.

O LRCAP representa caminho adequado para a introdução dos SAEB no mercado brasileiro. A Receita Fixa proporciona previsibilidade financeira essencial para atração de investimentos em uma tecnologia com curto histórico operacional no país, reduzindo a percepção de risco dos financiadores e viabilizando estruturas de *project finance*. Para projetos pioneiros, essa segurança contratual pode ser determinante na decisão de investimento.

Contudo, a avaliação do modelo de remuneração deve ponderar o *trade-off* entre previsibilidade e eficiência. A ausência de componentes variáveis na remuneração pode resultar em custos de contratação superiores aos observados em mercados que permitem empilhamento de receitas, uma vez que todos os riscos precisam ser internalizados em fonte única. Além disso, o modelo de receita fixa oferece incentivos limitados para otimização operacional e ganhos de eficiência ao longo da vida útil do ativo.

No médio e longo prazo, torna-se essencial viabilizar modelos de negócio mais aderentes à dinâmica de mercado e aos sinais de preço. Estruturas de remuneração que combinem

componentes fixos e variáveis podem incentivar a operação eficiente dos sistemas, alinhando os interesses dos agentes armazenadores aos benefícios sistêmicos proporcionados pela tecnologia. A exposição controlada à volatilidade de preços, seja via mercado de curto prazo, contratos bilaterais ou prestação de serviços tende a promover maior eficiência alocativa e operacional.

Nessa direção, o desenvolvimento de mecanismos de remuneração por serviços ancilares representaria oportunidade relevante para ampliar as fontes de receita e reduzir a dependência de contratos regulados. A definição de produtos específicos para regulação de frequência, reserva de potência e suporte de tensão, bem como os respectivos critérios de habilitação e formas de contratação, constitui agenda prioritária para os próximos ciclos regulatórios.

A efetivação das medidas de desoneração tributária previstas na Lei nº 15.269/2025 pode contribuir para a redução dos custos de implantação e, conseqüentemente, para preços mais competitivos nos leilões. A tempestividade dessa regulamentação é particularmente relevante considerando o cronograma do LRCAP 2026.

No horizonte de longo prazo, é fundamental articular políticas voltadas ao desenvolvimento da cadeia produtiva nacional. Embora a facilitação de importações possa ser estratégica para viabilizar a contratação inicial, uma política sustentável deve contemplar o desenvolvimento de capacidade tecnológica e industrial no país, reduzindo a dependência externa e potencializando os benefícios econômicos da transição energética.

A Tabela 13 abaixo resume as principais barreiras identificadas, com o atual endereçamento no contexto brasileiro e considerações sobre cada aspecto.

Tabela 13 Resumo das principais barreiras para a viabilidade econômica dos SAEB

Barreira identificada	Atual endereçamento	Considerações
Sinais de preço limitados para a arbitragem de energia	Atividades regulatórias previstas na Agenda da ANEEL para avaliação e atualização das metodologias para os limites do PLD. Iniciativas no setor, como o projeto Meta II – Formação de Preço, estudam a reestruturação da formação do preço no Brasil. Nesse contexto, o MME abriu Consulta Pública nº 218/2026 para discutir aperfeiçoamentos na contabilização,	Limitações dos modelos e do PLD mínimo e máximo falham em dar o correto sinal econômico sobre as necessidades do sistema e restringem ganhos com arbitragem de energia. <i>Spreads</i> de preço são significativamente inferiores do que em mercados mais avançados, como na Califórnia e Austrália. Além de melhorias pontuais, a reforma geral do mercado brasileiro, incorporando elementos de oferta, pode aperfeiçoar os sinais para uma

	<p>otimização da operação e formação do preço no mercado de curto prazo de energia brasileiro.</p>	<p>arbitragem eficiente de energia. Importante pontuar que a reforma do mercado não necessariamente resultará em maiores <i>spreads</i>, mas os sinais de preços estarão, idealmente, mais próximos da realidade do sistema.</p>
<p>Ausência de componente de remuneração fixa previsível para SAEB</p>	<p>Previsão de LRCAP para SAEB, somente com Receita Fixa associada. Produto consiste no atendimento de ponta diária, com duração de 4 horas e potência mínima de 30 MW.</p>	<p>O 1º LRCAP para SAEB será um importante marco para inserção de SAEB no Brasil. Apesar disso, aperfeiçoamentos em mecanismos futuros serão essenciais para trazer maior eficiência para essa contratação, permitindo o empilhamento de receitas.</p> <p>Indefinições regulatórias na ANEEL ainda trazem incertezas para o mecanismo.</p>
<p>Remuneração incerta e insuficiente por serviços ancilares</p>	<p>ANEEL propõe a inclusão do SAEB como possível prestador de serviços ancilares, sujeito às mesmas regras para centrais geradoras.</p> <p><i>Sandbox</i> regulatório para contratação de controle de tensão permitiu novas tecnologias, inclusive baterias, mas não houve indicação de participação pelo ONS.</p>	<p>Mesmo expandindo as regras atuais de serviços ancilares das centrais geradoras para SAEB, há necessidade de modernizar a prestação de serviços ancilares no SEB para remunerar adequadamente estes recursos.</p> <p>Com o arcabouço atual, a remuneração seria incerta, dependendo de indicação direta do operador, e com taxas reguladas.</p> <p>A estruturação de <i>sandboxes</i> regulatórios é um meio promissor para a evolução regulatória e inclusão de novas tecnologias.</p> <p>Outro aspecto relevante será a diferenciação entre requisitos mínimos e serviço ancilar remunerado.</p>
<p>Limitações e indefinições quanto à operação conjunta entre SAEB e central geradora</p>	<p>Regras propostas pela ANEEL possibilitam a contratação conjunta do uso do sistema com centrais geradoras, mas há limitações, principalmente para SAEB associados.</p> <p>ANEEL inicia instrução de outorga para SAEB colocalizado</p>	<p>A encaminhamento de regulamentação da ANEEL já apresenta grande avanço para esta barreira, possibilitando que contratação otimizada do uso do sistema. No entanto, recomenda-se avaliar posteriormente em análise de resultado regulatório os efeitos da limitação para o <i>peak</i></p>

	para mitigar efeitos dos cortes de geração (<i>curtailment</i>).	<i>shaving</i> e restrições para SAEB autônomos associados. Considerando a evolução tecnológica, o sistema pode se beneficiar de uma reavaliação geral das regras de contratação atuais. Além disso, indefinições quanto a arranjos operativos e regras para a mitigação de <i>curtailment</i> trazem incertezas para a operação conjunta.
--	--	---

4.3. Segurança e Responsabilidade Ambiental

O estudo identificou lacunas normativas em três dimensões complementares que condicionam a expansão segura e sustentável dos SAEB: licenciamento ambiental, requisitos de segurança contra incêndios e gestão do ciclo de vida das baterias. Diferentemente das barreiras regulatórias e econômicas tratadas nas seções anteriores, cujo endereçamento se concentra em instituições do setor elétrico, as questões ambientais e de segurança demandam articulação entre múltiplas esferas, CONAMA, órgãos estaduais de meio ambiente, corpos de bombeiros e MMA, o que acrescenta complexidade institucional ao processo de construção normativa.

O licenciamento ambiental de SAEB não conta com diretrizes federais específicas. A competência predominantemente estadual, associada à ausência de resolução CONAMA dedicada ao tema, resulta em assimetrias entre unidades da federação. A experiência do Piauí, que incorporou os SAEB ao seu arcabouço por meio da Resolução CONSEMA nº 46/2022 com critérios baseados em área útil, permanece como caso isolado. Essa fragmentação eleva custos regulatórios e reduz a previsibilidade para empreendedores que atuam em múltiplos estados.

No campo da segurança, os riscos associados ao fenômeno de *thermal runaway* em baterias de íons de lítio (incêndios de difícil extinção, explosões e liberação de gases tóxicos) demandam requisitos técnicos específicos que o Brasil ainda não desenvolveu. A norma ABNT NBR 16976 especifica requisitos para células e baterias individuais, mas não abrange a instalação do sistema integrado, a proteção da edificação ou os procedimentos de resposta a emergências. Os projetos em desenvolvimento têm recorrido a normas internacionais como NFPA 855 e UL 9540, prática necessária no momento, mas que não substitui a elaboração de requisitos técnicos nacionais que reflitam as especificidades climáticas e operacionais brasileiras.

A gestão de resíduos e o ciclo de vida das baterias representam, talvez, o ponto mais crítico do ponto de vista ambiental. A Resolução CONAMA nº 401/2008, que disciplina a logística reversa de pilhas e baterias, não abrange as baterias de íons de lítio de grande porte utilizadas em SAEB. Essa lacuna regulatória cria incerteza quanto às obrigações dos agentes e pode resultar em passivos ambientais futuros, especialmente considerando que materiais como lítio, níquel e cobalto, se descartados inadequadamente, podem contaminar solo e água.

Direcionamentos:

A harmonização dos procedimentos de licenciamento ambiental em âmbito nacional é condição relevante para a previsibilidade regulatória. A elaboração de diretrizes federais, com critérios de enquadramento proporcionais ao porte e à complexidade dos empreendimentos, contribuiria para reduzir assimetrias entre estados e acelerar a tramitação de licenças. Tal harmonização, contudo, deve respeitar as diferenças de sensibilidade ambiental entre regiões, estabelecendo parâmetros mínimos comuns sem suprimir a capacidade dos estados de adotar exigências complementares quando as condições locais assim demandarem.

O desenvolvimento de normas técnicas nacionais de segurança contra incêndios, por sua vez, deve incorporar os aprendizados consolidados internacionalmente, adaptando-os às condições climáticas brasileiras. As altas temperaturas, a umidade e outros fatores ambientais típicos do país impõem estresse adicional aos sistemas de armazenamento e devem ser considerados tanto nos requisitos de projeto quanto nas exigências de certificação. A tropicalização dos equipamentos, contemplando sistemas de climatização adequados e margens de segurança térmica compatíveis, constitui elemento relevante para a operação segura no longo prazo. Dado que a segurança de instalações SAEB perpassa diferentes esferas de atuação, o avanço normativo nessa frente depende também da articulação entre os atores envolvidos, de modo que requisitos de prevenção contra incêndio, normalização técnica e regulação setorial sejam desenvolvidos de forma coordenada.

Por fim, a regulamentação da logística reversa para baterias de íons de lítio de grande porte é agenda urgente que deve antecipar o crescimento da capacidade instalada. A definição precisa das responsabilidades dos diferentes atores envolvidos, acompanhada de metas quantitativas e padrões de rastreabilidade, permitirá que fabricantes, importadores e operadores planejem adequadamente a destinação final dos equipamentos. O estímulo a estratégias de reuso, aproveitando baterias com capacidade remanescente para aplicações menos exigentes, e de reciclagem, recuperando materiais críticos para reinserção na cadeia produtiva, pode atenuar os impactos ambientais e reduzir a pressão sobre novas frentes de mineração.

A **Tabela 14** a seguir resume as principais barreiras identificadas para segurança e responsabilidade ambiental quanto aos SAEB, com o atual endereçamento no contexto brasileiro e considerações sobre cada aspecto.

Tabela 14 Resumo das principais barreiras para segurança e responsabilidade ambiental dos SAEB

Barreira identificada	Atual endereçamento	Considerações
Ausência de diretrizes nacionais para licenciamento ambiental de SAEB	<p>Lei nº 15.190/2025 estabelece diretrizes gerais para padronização nacional, mas não regulamenta especificamente os SAEB.</p> <p>Na ausência de padronização nacional, a competência é predominantemente estadual (LC nº 140/2011), com poucos estados com resoluções adaptadas, como a Resolução CONSEMA nº 46/2022 do Piauí.</p> <p>Portaria MME nº 878/2025 flexibiliza, excepcionalmente, a apresentação de licenciamento na habilitação do LRCAP, sem reduzir as exigências ambientais da implantação.</p>	<p>Elaboração de resolução CONAMA específica é fundamental para estabelecer diretrizes técnicas nacionais que orientem os estados.</p> <p>Critérios nacionais devem garantir uniformização de parâmetros mínimos, respeitando variações de sensibilidade ambiental entre estados.</p> <p>Harmonização reduz assimetrias regulatórias e custos, aumentando previsibilidade sem desconsiderar particularidades ambientais locais.</p>
Incompletude de normas técnicas nacionais de segurança contra incêndios e emergências para SAEB	<p>ABNT NBR 16976 (2021) especifica requisitos apenas para células e baterias individuais, não abrangendo sistema integrado, proteção da edificação ou procedimentos de resposta a emergências.</p> <p>Projetos em desenvolvimento recorrem a normas internacionais (NFPA 855, UL 9540, UL 9540A) como referência provisória.</p> <p>Não há protocolos nacionais para resposta a incidentes ou treinamento de equipes de emergência.</p>	<p>Riscos de <i>thermal runaway</i> demandam regulamentação técnica urgente para sistemas completos.</p> <p>Desenvolvimento de normas nacionais deve incorporar aprendizados internacionais, mas adaptando-os às especificidades climáticas brasileiras que podem impor estresse adicional aos sistemas.</p> <p>Tropicalização dos equipamentos com sistemas de climatização adequados, margens de segurança térmica compatíveis e procedimentos de emergência específicos são elementos críticos para operação segura.</p> <p>Antecipar regulamentação evita ciclo de resposta a acidentes observado internacionalmente.</p>

		Avanço depende de articulação entre as diferentes esferas de atuação envolvidas (corpos de bombeiros estaduais, normalização técnica e regulação setorial).
Lacuna regulatória na gestão de resíduos, logística reversa e ciclo de vida de SAEBS	<p>Resolução CONAMA nº 401/2008 não abrange baterias de íons de lítio de grande porte (ausência de obrigatoriedade de Plano de Gerenciamento e laudo físico-químico).</p> <p>Lei nº 12.305/2010 estabelece logística reversa para pilhas e baterias, mas sem especificidade, metas quantitativas ou fiscalização para SAEB.</p> <p>Práticas atuais: compromissos informais de logística reversa com fornecedores, sem padronização.</p> <p>Não há sistema de rastreabilidade, critérios técnicos para reuso ou infraestrutura consolidada para reciclagem.</p>	<p>Horizonte de 10–15 anos pode gerar volume massivo de baterias em fim de vida útil, exigindo ação antecipatória urgente antes da expansão da capacidade instalada.</p> <p>Representa o ponto mais crítico ambiental: lítio, níquel e cobalto podem contaminar solo e água se descartados inadequadamente.</p> <p>Regulamentação deve definir responsabilidades claras (fabricantes, importadores, operadores), metas quantitativas, mecanismos de fiscalização e padrões de rastreabilidade desde fabricação até destinação final.</p> <p>Estímulo a estratégias de reuso e reciclagem atenua impactos ambientais e reduz pressão sobre mineração.</p> <p>Definições devem preceder expansão para evitar passivos ambientais futuros e garantir que transição energética não substitua um problema ambiental por outro.</p>

4.4. Considerações Finais

O Brasil encontra-se em momento de definição quanto ao papel que os SAEB desempenharão no sistema elétrico nacional. Os avanços regulatórios recentes demonstram o reconhecimento institucional da relevância dessa tecnologia para a modernização do setor elétrico, especialmente diante da crescente participação de fontes renováveis intermitentes.

As barreiras identificadas ao longo deste estudo (indefinições de outorga, custos de acesso à rede, limitações nas fontes de remuneração, carga tributária elevada, fragmentação do licenciamento ambiental, ausência de normas de segurança e gestão de resíduos) não são intransponíveis. Sua superação, contudo, demanda ação coordenada entre os diversos atores institucionais, com atenção aos fundamentos técnicos e econômicos que justificam cada escolha regulatória.

Os direcionamentos apresentados neste capítulo não esgotam o debate, mas oferecem referências para que as decisões a serem tomadas nos próximos ciclos regulatórios considerem tanto a viabilidade econômica dos empreendimentos quanto os imperativos de segurança e sustentabilidade ambiental. A construção de um arcabouço normativo previsível, tecnicamente aderente e proporcionalmente calibrado é condição para que o armazenamento de energia contribua efetivamente para a modernização e a descarbonização do setor elétrico brasileiro.

A inserção de baterias no SEB exige um olhar específico para a governança setorial, pois as principais barreiras identificadas são transversais e envolvem competências distribuídas entre diferentes instituições, como ANEEL, MME, ONS, CCEE, INMETRO, ABNT e órgãos estaduais. Nesse contexto, torna-se importante uma coordenação estratégica das ações para garantir coerência regulatória, alinhamento técnico e maior previsibilidade na implementação.

A partir da definição e recomendações para os contornos regulatórios, a próxima etapa passa a ser o aprofundamento nos possíveis modelos operativos para a implantação dos SAEB, assunto que será explorado no próximo relatório deste projeto.

5. REFERÊNCIAS

- [1] BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Edital de Leilão nº 01/2019 - Leilão para Suprimento a Boa Vista e Localidades Conectadas. Brasília: ANEEL, 2019. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-344/Resultado%20Leil%C3%A3o%20Roraima.pdf>
- [2] BRASIL. Decreto nº 9.047, de 10 de maio de 2017. Altera o Decreto nº 7.246, de 28 de julho de 2010, que regulamenta a Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009, que dispõe sobre o serviço de energia elétrica dos Sistemas Isolados. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, 11 maio 2017. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2015-2018/2017/decreto/D9047.htm
- [3] BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Edital de Leilão nº 01/2025 - Leilão para Suprimento aos Sistemas Isolados de 2025. Brasília: ANEEL, 2025. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados->

- abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-856/Informe%20Vencedores%20SISOL%20v2%201.pdf
- [4] BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Programa Luz para Todos. Brasília: MME, [s.d.]. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/destaques/Programa%20Luz%20para%20Todos>
- [5] BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Programa Mais Luz para a Amazônia. Brasília: MME, [s.d.]. Disponível em: https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/secretaria-nacional-energia-eletrica/copy2_of_programa-de-eletrificacao-rural
- [6] BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021. Estabelece as Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, 20 dez. 2021. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20211000.pdf>
- [7] NEOENERGIA COELBA. Remanso recebe primeiro sistema de energia solar 100% sustentável do Brasil. Salvador: Neoenergia, [2022]. Disponível em: <https://www.neoenergia.com/web/bahia/w/remanso-sistema-de-energia-solar-sustentavel>
- [8] ENERGISA. Energia solar garante fornecimento para os Ribeirinhos da Amazônia. Cataguases: Energisa, 22 dez. 2020. Disponível em: <https://www.energisa.com.br/noticias/sustentabilidade/energia-solar-garante-fornecimento-para-os-ribeirinhos-da-amazonia>
- [9] BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. ANEEL autoriza ISA CTEEP a implementar projeto com tecnologia que gera maior flexibilidade e estabilidade ao sistema de transmissão. Brasília: ANEEL, 18 set. 2024. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2024/aneel-autoriza-isa-ctEEP-a-implementar-projeto-com-tecnologia-que-gera-maior-flexibilidade-e-estabilidade-ao-sistema-de-transmissao>
- [10] BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Portaria nº 6.171, de 10 de dezembro de 2019. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/prt20196171.pdf>
- [11] BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Tomada de Subsídios nº 11/2020 Inserção de Armazenamento de Energia no Setor Elétrico Brasileiro. Brasília: ANEEL, 2020. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt->

[br/assuntos/noticias/2022/aneel-divulga-nota-tecnica-com-propostas-regulatorias-para-sistemas-de-armazenamento-de-energia](https://www.aneel.gov.br/assuntos/noticias/2022/aneel-divulga-nota-tecnica-com-propostas-regulatorias-para-sistemas-de-armazenamento-de-energia)

- [12] BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Consulta Pública nº 039/2023: obter subsídios para o aprimoramento do Relatório de Análise de Impacto Regulatório sobre a regulamentação para o Armazenamento de Energia Elétrica, incluindo Usinas Reversíveis. Brasília: ANEEL, 2023. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/acp2023039.pdf>
- [13] BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 1/2023: regulamentação para o Armazenamento de Energia Elétrica, incluindo Usinas Reversíveis. Brasília: ANEEL, 2023. Disponível em: <https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/consultas-publicas>
- [14] BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Nota Técnica nº 266/2024-SGM-SCE-STD-STE/ANEEL: minuta de Resolução Normativa para a regulação do Armazenamento de Energia Elétrica, incluindo Usinas Hidrelétricas Reversíveis. Brasília: ANEEL, 2024. Disponível em: <https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/consultas-publicas>
- [15] BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Nota Técnica Conjunta nº 13/2025-SGM-SCE-STD-STE/ANEEL: avaliação das contribuições da segunda fase da Consulta Pública nº 39/2023 sobre a regulamentação de Sistemas de Armazenamento de Energia Elétrica (SAE), incluindo Usinas Hidrelétricas Reversíveis. Brasília: ANEEL, 2025. SEI/ANEEL - 0164500. Disponível em: <https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/consultas-publicas>
- [16] BRASIL. Lei nº 14.120, de 1º de março de 2021. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 2 mar. 2021. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/lel2021011.pdf>
- [17] EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Informe Técnico: Leilão de Reserva de Capacidade 2021 - Informações sobre a Habilitação Técnica e Projetos Vencedores. Rio de Janeiro: EPE, dez. 2021. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-623/Informe%20Vencedores%20LRC%202021_vf.pdf
- [18] BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Consulta Pública nº 176/2024. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 27 set. 2024. Disponível em: <https://www.gov.br/participamaisbrasil/cp-176>

- [19] BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Portaria nº 878, de 7 de novembro de 2025. Diário Oficial da União, Brasília, DF, seção 1, p. 44, 10 nov. 2025. Disponível em: <https://static.poder360.com.br/2025/11/leilao-de-baterias.pdf>
- [20] EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Plano Decenal de Expansão de Energia 2034. Rio de Janeiro: EPE, 2025. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2034>
- [21] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Nota Técnica nº 138/2025-SGM/ANEEL. Brasília: ANEEL, 2025. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ndsp20252524.pdf>
- [22] BRASIL. Lei nº 15.269, de 24 de novembro de 2025, DF: Presidência da República, 2025. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2023-2026/2025/lei/L15269.htm
- [23] BRASIL. Medida Provisória nº 1.304, de 11 de julho de 202, Brasília, DF: Congresso Nacional, 2025. Disponível em: <https://www.congressonacional.leg.br/materias/medidas-provisorias/-/mpv/169547>
- [24] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). Nota Técnica Conjunta nº 13/2025-SGM-SFT/ANEEL. Brasília, 2025. Documento da Consulta Pública nº 19/2025. Disponível em: <https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/consultas-publicas>
- [25] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Nota Técnica Conjunta nº 3/2026-SGM-SCE-STD-STR-SFT/ANEEL. Complementação da análise da Nota Técnica Conjunta nº 13/2025 em decorrência da publicação da Lei nº 15.269, de 24 de novembro de 2025. Processo nº 48500.904885/2020-63. Brasília: ANEEL, 12 fev. 2026. Disponível em: https://sei.aneel.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&codigo_verificador=0291109&codigo_crc=99987A57.
- [26] BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa nº 954, de 30 de novembro de 2021. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, 6 dez. 2021. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2021954.pdf>
- [27] BRASIL. Lei nº 15.269, de 24 de novembro de 2025, DF: Presidência da República, 2025. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2023-2026/2025/lei/L15269.htm

- [28] BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa nº 1.078, de 25 de julho de 2023. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, 27 jul. 2023. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20231078.pdf>
- [29] BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Despacho nº 3.625, de 24 de maio de 2024. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, 27 maio 2024. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/dsp20243625ti.pdf>
- [30] CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – CCEE. Painel de Preços. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/web/guest/precos/painel-precos>
- [31] CALIFORNIA INDEPENDENT SYSTEM OPERATOR (CAISO). 2024 Special Report on Battery Storage. Folsom, CA: CAISO, 29 mai. 2025. Disponível em: <https://www.caiso.com/documents/2024-special-report-on-battery-storage-may-29-2025.pdf>.
- [32] AUSTRALIAN ENERGY MARKET OPERATOR (AEMO). Quarterly Energy Dynamics Q4 2024. Melbourne: AEMO, jan. 2025. Disponível em: <https://www.aemo.com.au/-/media/files/major-publications/qed/2024/qed-q4-2024.pdf>.
- [33] BRASIL. Presidência da República. Decreto nº 10.707, de 26 de fevereiro de 2021. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, 27 fev. 2021. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2021/decreto/D10707.htm
- [34] BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Portaria MME nº 878, de 2025. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, __ de __ 2025. Disponível em: <https://static.poder360.com.br/2025/11/leilao-de-baterias.pdf>
- [35] BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Consulta Pública (CP) MME 202/2025. Dispõe sobre procedimentos complementares relativos aos critérios de licenciamento e implantação de empreendimentos de armazenamento de energia. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, 2025. Disponível em: <https://www.gov.br/participamaisbrasil/consulta-publica-n-202-de-10-11-2025>
- [36] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. Batteries and Secure Energy Transitions. Paris: IEA, 2024. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/batteries-and-secure-energy-transitions>
- [37] AUSTRALIAN ENERGY MARKET OPERATOR – AEMO. Quarterly Energy Dynamics (QED). [S.l.]: AEMO, 2025. Disponível em:

- <https://www.aemo.com.au/energy-systems/major-publications/quarterly-energy-dynamics-qed>
- [38] ANEEL — Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa ANEEL nº 1.030, de 26 de julho de 2022. Brasília: ANEEL, 2022. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20221030.pdf>
- [39] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Brasília: ANEEL, 2024. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ndsp20243625.pdf>
- [40] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). NT-ONS DTA 0085/2023: Sandbox Controle de Tensão. Rio de Janeiro: ONS, 28 ago. 2023. 35 p. Disponível em: https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Nota%20T%C3%A9cnica%20ONS%20-%20Sandbox%20Suporte%20de%20Reativo_28_08_23vf.pdf
- [41] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução Autorizativa nº 16.539, de 21 de outubro de 2025. Brasília: ANEEL, 2025. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/rea202516539ti.pdf>
- [42] ONS – OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. ONS divulga resultado do 1º Mecanismo Competitivo para contratação de Suporte de Potência Reativa. 22 dez. 2025. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/noticias/details.aspx?i=12284>
- [43] AUSTRALIAN ENERGY MARKET OPERATOR (AEMO). Quarterly Energy Dynamics (QED). Melbourne: AEMO, 2025. Publicação periódica trimestral. Disponível em: <https://www.aemo.com.au/energy-systems/major-publications/quarterly-energy-dynamics-qed>.
- [44] SOUTO, Poliana. Carga tributária representa 79% do custo de sistemas de baterias no Brasil. Folha de S.Paulo, 02 jul. 2025. Disponível em: <https://www1.folha.uol.com.br/mercado/2025/07/carga-tributaria-representa-79-do-custo-de-sistemas-de-baterias-no-brasil.shtml>
- [45] BRASIL. Lei nº 11.488, de 15 de junho de 2007. Dispõe sobre a produção de bens de informática ou outra e dá outras providências. Brasília, DF: Presidência da República, 2007. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2007/lei/111488.htm

- [46] BRASIL. Lei Complementar nº 140, de 8 de dezembro de 2011. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 8 dez. 2011. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/lcp/lcp140.htm
- [47] BRASIL. Lei nº 15.190, de 8 de agosto de 2025. Diário Oficial da União: edição extra, Brasília, 8 ago. 2025. Disponível em: <https://www2.camara.leg.br/legin/fed/lei/2025/lei-15190-8-agosto-2025-797833-publicacaooriginal-176089-pl.html>
- [48] CONSELHO ESTADUAL DE MEIO AMBIENTE – CONSEMA. Resolução CONSEMA nº 46, de 13 de dezembro de 2022. Estado do Piauí, 2022. Disponível em: <https://www.legisweb.com.br/legislacao/?id=439614>
- [49] BRASIL. Conselho Nacional do Meio Ambiente. Resolução nº 462, de 24 de julho de 2014. Estabelece procedimentos para o licenciamento ambiental de empreendimentos de geração de energia elétrica a partir de fonte eólica em superfície terrestre. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 25 jul. 2014.
- [50] FISHER ENGINEERING, Inc.; ENERGY SAFETY RESPONSE GROUP. VBB – Fire Independent Report of Technical Findings. Geelong (VIC, Austrália): Victorian Big Battery, 25 jan. 2022. Disponível em: <https://victorianbigbattery.com.au/wp-content/uploads/2023/10/VBB-Fire-Independent-Report-of-Technical-Findings.pdf>
- [51] BURDICK, Guy. APS says runaway thermal event caused 2019 battery explosion, outlines 4 steps to avoid a repeat. Utility Dive, 29 jul. 2020. Disponível em: <https://www.utilitydive.com/news/aps-says-runaway-thermal-event-caused-2019-battery-explosion-outlines-4-steps-to-avoid-a-repeat/582475/#:~:text=Dive%20Brief:,and%20coordination%20with%20emergency%20responders.>
- [52] NATIONAL FIRE PROTECTION ASSOCIATION. NFPA 855 – Standard for the Installation of Stationary Energy Storage Systems. Quincy, MA: NFPA, 2023. Disponível em: <https://www.nfpa.org/codes-and-standards/nfpa-855-standard-development/855>
- [53] UNDERWRITERS LABORATORIES. UL 9540 – Standard for Energy Storage Systems and Equipment. 2. ed., 2020. Chicago, IL: UL, 2020. Disponível em: <https://webstore.ansi.org/standards/ul/ul9540ed2020>

- [54] UL SOLUTIONS. UL 9540A – Test Method for Evaluating Thermal Runaway Fire Propagation in Battery Energy Storage Systems. [S.l.]: UL Solutions. Disponível em: <https://www.ul.com/services/ul-9540a-test-method>
- [55] IEC 62619:2022. INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. IEC 62619:2022 — Secondary cells and batteries containing alkaline or other non-acid electrolytes — Safety requirements for secondary lithium cells and batteries, for use in industrial applications. 2. ed. Geneva: IEC, 2022. Disponível em: <https://webstore.iec.ch/en/publication/64073>
- [56] IEC 62620:2014+AMD1:2023 INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. IEC 62620:2014+AMD1:2023 — Secondary cells and batteries containing alkaline or other non-acid electrolytes — Secondary lithium cells and batteries for use in industrial applications. Geneva: IEC, 2023. Disponível em: <https://webstore.iec.ch/en/publication/85493>
- [57] NBR 16975:2021 ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. ABNT NBR 16975:2021 — Células e baterias secundárias de lítio para aplicações estacionárias — Especificação elétrica e métodos de ensaio. Rio de Janeiro: ABNT, 2021. Disponível em: <https://www.normas.com.br/visualizar/abnt-nbr-nm/13140/nbr16975-celulas-e-baterias-secundarias-de-litio-para-aplicacoes-estacionarias-especificacao-eletrica-e-metodos-de-ensaio>
- [58] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. ABNT NBR 16976:2021 – Células e baterias secundárias de lítio para aplicações estacionárias: especificação dos requisitos de segurança e métodos de ensaio. Rio de Janeiro: ABNT, 2021. Disponível em: <https://www.normas.com.br/visualizar/abnt-nbr-nm/13142/abnt-nbr16976-celulas-e-baterias-secundarias-de-litio-para-aplicacoes-estacionarias-especificacao-dos-requisitos-de-seguranca-e-metodos-de-ensaio>
- [59] CE-024:102.009 Comissão de Estudos CE-024:102.009 — Segurança contra incêndios envolvendo sistemas de armazenamento de energia, do Comitê Brasileiro de Segurança contra Incêndio (ABNT/CB-024). Instituída em outubro de 2023. Coordenador: Marcelo Valle. Disponível em: <https://www.abntcb24.com.br/comissoes-de-estudos.html>
- [60] NBR 17153:2023 ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. ABNT NBR 17153:2023 — Células e baterias secundárias para armazenamento de

energia de fontes renováveis conectadas à rede elétrica (on grid) — Requisitos gerais e métodos de ensaio. Rio de Janeiro: ABNT, 2023. Disponível em: <https://www.normas.com.br/visualizar/abnt-nbr-nm/13766/abnt-nbr17153-celulas-e-baterias-secundarias-para-armazenamento-de-energia-de-fontes-renovaveis-conectadas-a-rede-eletrica-on-grid-requisitos-gerais-e-metodos-de-ensaio>

- [61] NBR 17193:2025 ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. ABNT NBR 17193:2025 — Segurança contra incêndios em instalações fotovoltaicas — Requisitos e especificações de projetos — Uso em edificações. Rio de Janeiro: ABNT, 2025. Disponível em: <https://www.normas.com.br/visualizar/abnt-nbr-nm/14033/abnt-nbr17193-seguranca-contraincendios-em-instalacoes-fotovoltaicas-requisitos-e-especificacoes-de-projetos-uso-em-edificacoes>
- [62] BRASIL. Lei nº 12.305, de 2 de agosto de 2010. Institui a Política Nacional de Resíduos Sólidos. Diário Oficial da União, Brasília, 2 ago. 2010. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2010/lei/112305.htm
- [63] CONAMA — Conselho Nacional do Meio Ambiente. Resolução CONAMA nº 401, de 4 de novembro de 2008. Dispõe sobre os limites máximos de chumbo, cádmio e mercúrio para pilhas e baterias comercializadas no território nacional e os critérios para seu gerenciamento ambientalmente adequado. Diário Oficial da União, Brasília, 5 nov. 2008. Disponível em: https://conama.mma.gov.br/?option=com_sisconama&task=arquivo.download&id=570
- [64] SENADO FEDERAL. Projeto de Lei n.º 2327, de 2021. Altera a Lei nº 12.305, de 2 de agosto de 2010, para tratar da logística reversa de baterias de veículos elétricos. Brasília, 2021. Disponível em: <https://www25.senado.leg.br/web/atividade/materias/-/materia/148903>
- [65] ESMAP (Energy Sector Management Assistance Program). Reuse and Recycling: Environmental Sustainability of Lithium-Ion Battery Energy Storage Systems. Washington, DC: World Bank, 2020. Disponível em: <https://documents1.worldbank.org/curated/en/593961599738208006/pdf/Reuse-and-Recycling-Environmental-Sustainability-of-Lithium-Ion-Battery-Energy-Storage-Systems.pdf>
- [66] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. The Role of Critical Minerals in Clean Energy Transitions. Paris: IEA, 2021. Disponível em:

<https://iea.blob.core.windows.net/assets/ffd2a83b-8c30-4e9d-980a-52b6d9a86fdc/TheRoleofCriticalMineralsinCleanEnergyTransitions.pdf>

- [67] World Bank. Minerals for Climate Action: The Mineral Intensity of the Clean Energy Transition. Washington, DC: World Bank, 2020. Disponível em: <https://www.worldbank.org/en/topic/extractiveindustries/brief/climate-smart-mining-minerals-for-climate-action>